

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Кафедра геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений

**Учебно-методическое пособие
к лабораторным работам по дисциплине «Основы
гидрогеологии и инженерной геологии» для подготовки
студентов следующих специальностей:
05.03.01 «Геология» (бакалавриат);
21.05.03 «Технология геологической разведки» (специалитет)**

Уфа
2016

Рассмотрены методы анализа химического состава подземных вод, способы изображения химического состава пластовых вод нефтяных и газовых месторождений, описаны воды различных химических классификаций, применяемых в практике гидрогеологических исследований. Рассмотрены методики определения физико-механических характеристик грунтов, используя данные полевых инженерно-геологических измерений.

Предназначено для подготовки студентов следующих специальностей: 05.03.01 «Геология» (бакалавриат); 21.05.03 «Технология геологической разведки» (специалитет).

Составители:	Чижов А.П. канд. техн. наук, доцент каф. геологии и разведки НГМ
	Чибисов А.В. канд. техн. наук, доцент каф. геологии и разведки НГМ
	Волкова Н. В. канд. техн. наук, доцент каф. геологии и разведки НГМ
Рецензенты:	Султанов Ш.Х. д-р техн. наук, профессор каф. геологии и разведки НГМ.
	Сиднев А.В. д-р геол.-минер. наук, профессор каф. геологии и разведки НГМ.

Содержание

Введение	4
1. Лабораторная работа № 1 «Химический анализ пластовых вод и их промысловые классификации».....	4
1.1. Формы воды в породах.....	4
1.2. Виды вод нефтяных и газовых месторождений.....	6
1.3. Физико-химические свойства пластовых вод.....	9
1.4. Химический анализ пластовых вод.....	21
1.5. Изображение химического состава пластовых вод нефтяных и газовых месторождений.....	22
1.6. Химические классификации пластовых вод.....	28
2. Лабораторная работа № 2 «Прогнозная оценка динамики грунтовых вод».....	31
2.1. Грунтовые воды.....	32
2.2. Движение грунтовых вод.....	33
2.3. Методика построения карты прогнозной оценки динамики грунтовых вод.....	35
3. Лабораторная работа № 3 «Определение гидрогеологических параметров артезианского водоносного горизонта в естественных условиях».....	47
3.1. Определения коэффициента фильтрации горных пород в условиях их естественного залегания.....	47
3.2. Определение коэффициента фильтрации методом откачки воды из скважин.....	48
3.3. Определение коэффициента фильтрации методом анализа воды в горные выработки.....	53
3.4. Пример выполнения расчетов коэффициента фильтрации методом откачки воды из скважин.....	54
4. Лабораторная работа № 4 «Определение устойчивости склона».....	57
4.1. Теоретические основы расчета коэффициента устойчивости склона.....	57
Список использованных источников.....	65

Введение

В учебно-методическом пособии приводятся способы изображения химического состава пластовых вод нефтяных и газовых месторождений, описаны воды различных химических классификаций, применяемых в практике гидрогеологических исследований.

Сформулированы основные принципы построения совмещённых топографической и гидрогеологической карт, позволяющие осуществлять прогнозную оценку динамики грунтовых вод в паводковый период при их подъёме. Кратко прилагается методика составления топографической карты по абсолютным отметкам устья скважин. Методика построения зеркала грунтовых вод приводится по единовременным замерам уровня грунтовых вод в скважинах. Кратко прилагаются правила методики определения зоны, в пределах которой грунтовые воды могут появиться на поверхности при их подъёме на заданную высоту.

Сформулированы самостоятельные задания для студентов горно-нефтяного и трубопроводного факультетов.

Лабораторная работа № 1

«Химический анализ пластовых вод и их промысловые классификации»

Цель занятий: познакомиться и запомнить формы, виды пластовых вод, изучить их свойства и классификации.

Задание. Рассчитать содержание ионов в весовой, эквивалентной и процент-эквивалентной формах, определить содержание шестого главного иона ($Na^+ + K^+$), определить класс, тип воды по классификации Л. И. Толстихина, Ч. Пальмера, В. А. Сулина, выразить химический состав воды с помощью графика Роджерса и формулы М. Г. Курлова. В таблице 1.9 приводятся варианты с данными для химического анализа пластовых вод (содержание пяти главных ионов представлено в г/100 г).

1.1 Формы воды в породах

В горных породах вода находится в **субкапиллярных, капиллярных и сверхкапиллярных** пустотах. В зависимости от размера пустот она находится в различных формах (рисунок 1.1). Заполняя субкапиллярные пустоты, вода обволакивает минеральные частицы и входит в состав, минералов. На поверхности минерального скелета находится **связанная** вода, образующая два слоя. Непосредственно поверхность минералов обволакивается **адсорбированной** водой слоем в несколько молекул. Эта вода удерживается очень большим давлением (до 1000 МПа) и по свойствам близка к твердому телу. Этот слой покрывается слоем рыхло связанной **лиосорбированной** воды, толщина которого может достигать нескольких сот

диаметров молекул. В поровом пространстве в местах сближения минеральных частиц появляется так называемая **стыковая (пендулярная)** вода, которая, в свою очередь, отделяет от основной массы **сорбционно-замкнутую** (капельно-жидкую) воду.

В капиллярных пустотах находится свободная капиллярная вода. При сплошном заполнении пор она может передавать гидростатическое давление, при частичном заполнении подчиняется лишь менисковым силам. В сверхкапиллярных пустотах в капельно-жидком состоянии находится **свободная гравитационная** вода. Эта вода свободно передвигается под действием гравитационных сил и передает гидростатическое давление. Именно она замещается нефтью и газом при формировании их залежей. Субкапиллярная, капиллярная воды и вода, оставшаяся в сверхкапиллярных пустотах после образования залежей нефти или газа, составляют **остаточную** воду нефтегазонасыщенных пород.

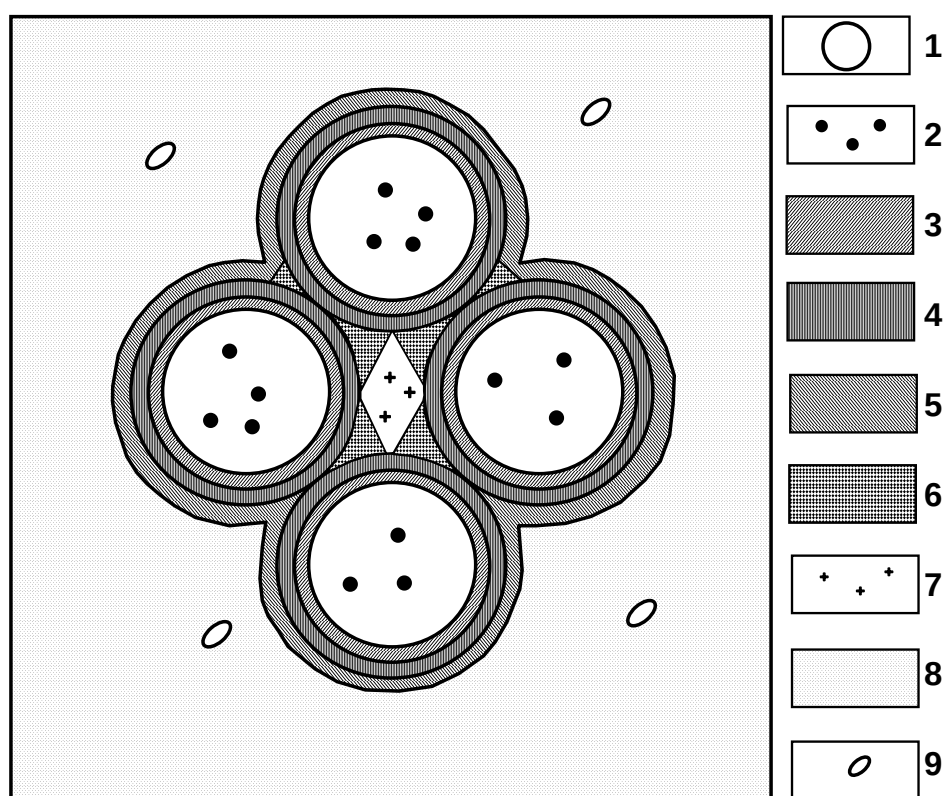


Рисунок 1.1 – Воды в породах (по А. А. Карцеву).

Цифрами обозначено: 1 – минеральные частицы пород; 2 – минералы с включениями воды; 3-9 – вода: 3 – адсорбированная, 4 – лиосорбированная, 5 – капиллярная, 6 – стыковая (пендулярная), 7 – сорбционно-замкнутая; 8 – свободная гравитационная; 9 – парообразование в свободной воде

Подземные воды попадают в горные породы как в процессе осадконакопления – **седиментационные** воды, так и в результате

последующего проникновения их в формирующиеся или уже сформировавшиеся горные породы – элизионные и инфильтрационные воды.

Инфильтрационные воды образуются в водонапорных системах открытого типа за счет атмосферных осадков, речных озерных и морских вод. Проникая в пласты-коллекторы, они движутся от зоны питания к зоне разгрузки, вытесняя седиментационные воды.

Элизионные воды – это воды, попадающие в водоносные или нефтеносные пласты (горизонты) вследствие выжимания поровых вод из уплотняющихся осадков и пород-неколлекторов при увеличивающейся в процессе осадконакопления геостатической нагрузке. Элизионные процессы происходят в пластах (горизонтах), образующих водонапорные системы закрытого (т. е. не имеющие зон питания и разгрузки) или полужакрытого (отсутствует зона питания, есть только зона разгрузки) типов. Проникновение элизионной воды в нефтегазоносный пласт может начаться и при разработке залежи, когда геостатическое давление в перекрывающих и подстилающих залежь отложениях становится выше пластового и возникает перепад давления, под действием которого начинается вытеснение поровых вод из окружающих пород в нефтегазоносный пласт.

Наряду с водами седиментации, инфильтрации и элизии в разрезах газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений встречаются воды, имеющие **конденсационное** происхождение, т. е. выделившиеся в пласте в результате конденсации паров воды, содержащихся ранее в углеводородах (УВ). Это специфические пластовые воды нефтяных и газовых месторождений.

1.2 Виды вод нефтяных и газовых месторождений

В промысловом деле воды нефтяных и газовых месторождений делятся на пластовые напорные, остаточные, тектонические (жильные), грунтовые и технические, или искусственно введенные в пласт.

Искусственно введенными, или **техническими**, называют воды, закачанные в пласт для поддержания пластового давления, а также попавшие при бурении скважин (фильтрат промывочной жидкости) или при ремонтных работах.

Тектоническими называют воды, циркулирующие в зонах нефтегазоносности по дизъюнктивным нарушениям тектонической природы. Эти воды могут проникать в нефтегазоносные пласты и вызывать обводнение скважин при разработке залежей.

Пластовые воды – один из основных (наряду с остаточной водой) видов вод месторождений углеводородов.

Они подразделяются на:

- 1) пластовые, залегающие в нефтегазоносном пласте:
 - а) краевые или контурные,
 - б) подошвенные,
 - в) промежуточные,

- г) закачиваемые воды,
- д) смешанные воды;
- 2) пластовые посторонние (чуждые), содержащиеся в водоносных пластах месторождения:
 - а) верхние относительно данного нефтяного или газового пласта (в том числе поверхностные воды – озер, рек, морей и океанов),
 - б) нижние относительно нефтяного или газового пласта.

Краевыми или **контурными** называются воды, залегающие под водонефтяным контактом (ВНК) или газоводяным контактом (ГВК). Та часть краевой воды, которая залегает под ВНК (ГВК), называется **подошвенной**. К **промежуточным** относятся воды пропластков, залегающих внутри нефтегазоносных пластов, или воды водоносных пластов, залегающих между нефтегазоносными, объединенными в один эксплуатационный объект.

Верхними называются воды всех водоносных горизонтов (пластов), залегающих выше данного нефтегазоносного, а **нижними** – воды всех горизонтов (пластов), залегающих ниже данного нефтегазоносного пласта,

Положение пластовых, тектонических и грунтовых вод в разрезе месторождения схематически показано на рисунке 1.2.

Основную массу вод нефтяных и газовых месторождений составляют более или менее минерализованные воды. По данным А. М. Никанорова, среди вод газовых и газоконденсатных залежей нередко отмечается присутствие пресных **конденсационных** вод. Причем эти месторождения связаны с районами молодой альпийской складчатости, где конденсационные воды еще не успели смешаться с солеными седиментационными. Возможно даже получение конденсационных вод в чистом виде из оторочек, которые они иногда образуют под залежами нефти. Разделение УВ и конденсационной воды в ловушках происходит в результате гравитационной дифференциации. Конденсационная вода располагается между УВ и солеными водами пласта; частично смешиваясь с последними, она образует промежуточный слой (рисунок 1.2). При этом из условий образования конденсационных вод следует возможность их мозаичного распространения по площади.

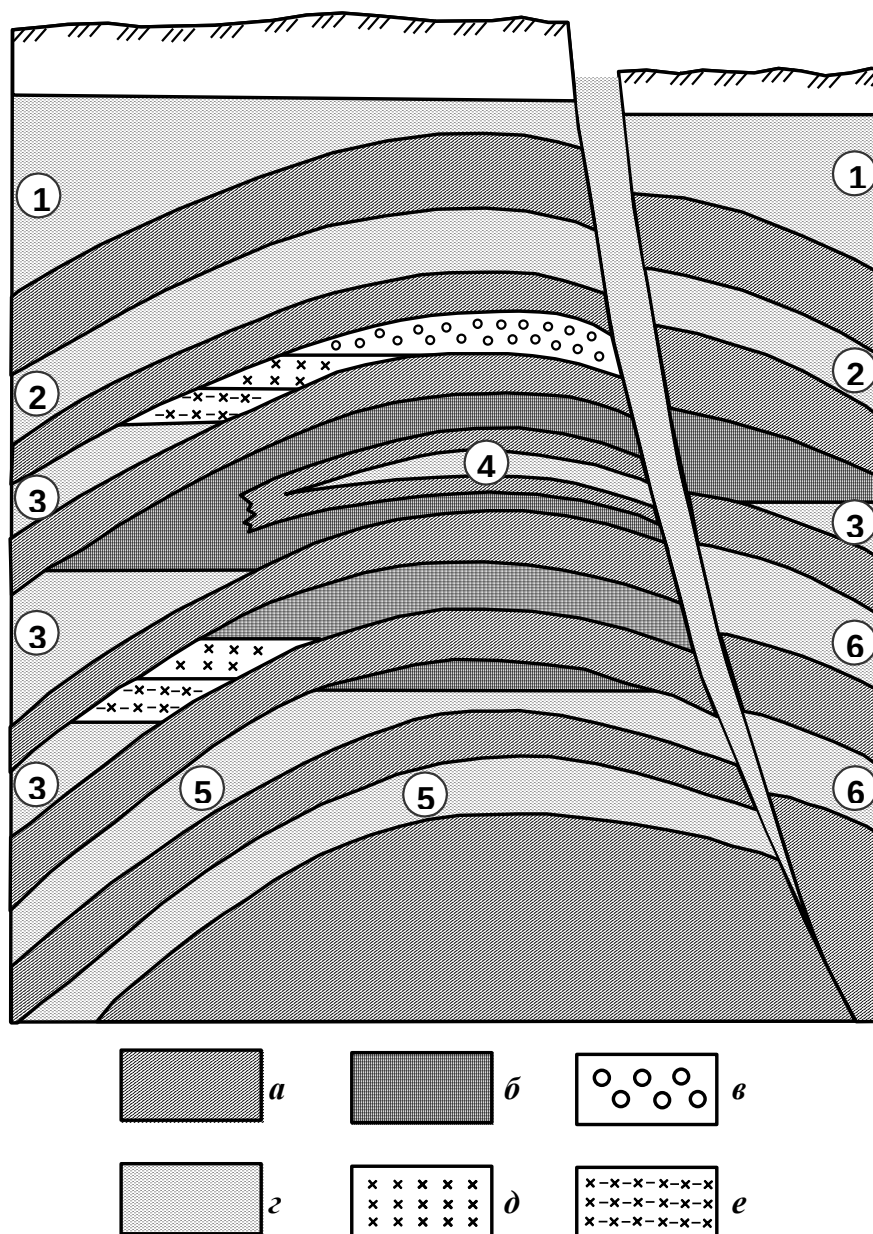


Рисунок 1.2 – Схема залегания подземных вод нефтегазового месторождения

Буквами и цифрами обозначены: *а* – непроницаемые породы; *б* – нефть; *в* – газ; вода; *г* – минерализованная; *д* – конденсационная; *е* – смешанная конденсационная и минерализованная; виды вод: 1 – грунтовые, 2 – верхние пластовые, 3 – краевые или контурные, 4 – промежуточные, 5 – подошвенные, 6 – нижние пластовые, 7 – тектонические

К **грунтовой** относится гравитационная вода первого от поверхности земли постоянного горизонта (расположенного на первом водоупорном слое), имеющая свободную поверхность.

1.3 Физико-химические свойства пластовых вод

Состав и физические свойства пластовых вод имеют большое значение для разработки залежей нефти и газа и их добычи, так как от них зависит течение многих процессов в пласте. Поэтому их знание позволяет намечать более эффективные мероприятия по контролю и регулированию разработки и эксплуатации скважин и промысловых систем. Все это заставляет уделять большое внимание вопросам состава и физических свойств подземных вод.

Минерализация и химический состав определяют все основные физико-химические свойства вод.

Физико-химические свойства пластовых вод следующие:

1. Плотность пластовых вод: $\rho_g = 1,0 \div 1,5 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$.
2. Минерализация пластовых вод – массовое содержание растворенных солей в единице объёма воды: $M = 0 \div 500 \text{ кг/м}^3$.
3. Тепловое расширение пластовой воды: $\alpha_g = (1,8 \div 9) \times 10^{-4} \text{ C}^{-1}$.
4. Сжимаемость пластовой воды: $\beta_g = (2 \div 5) \times 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$.
5. Растворимость газа в пластовой воде: $\alpha_g = 1 \div 5 \text{ м}^3/\text{м}^3$.
6. Объёмный коэффициент пластовой воды: $b_g = 0,8 \div 1,2$.
7. Вязкость пластовых вод: $\mu_g = 0,2 \div 1,5 \text{ мПа} \times \text{с}$.
8. Электропроводность пластовых вод (зависит от минерализации и ионно-солевого состава): удельное сопротивление $\sigma = 0,05 \div 1,00 \text{ Ом} \times \text{м}$.
9. Радиоактивность.

Плотность воды в пластовых условиях зависит главным образом от ее минерализации, пластовых давления и температуры. Как правило, эта плотность отличается от плотности в поверхностных условиях не более чем на 20 %. В большинстве случаев вода в пласте менее плотная, чем на поверхности, поскольку пластовая температура выше стандартной. Однако в условиях пониженных пластовых температур, например в зоне развития многолетнемерзлых пород, плотность воды может быть равной плотности воды в поверхностных условиях или даже больше ее. С увеличением минерализации и давления плотность воды возрастает, а с увеличением температуры – уменьшается. За эталон плотности воды принята плотность дистиллированной воды, равная единице при температуре 277 К.

Плотность пластовой воды определяется по выражению следующего вида

$$\rho_{пл} = \frac{\rho}{b}$$

где ρ – плотность воды при стандартных условиях ($t = 293 \text{ К}$ и $P = 0,1013 \text{ МПа}$);

b – объёмный коэффициент пластовой воды.

В нефтяной гидрогеологии по содержанию солей в воде они подразделяются на четыре класса: пресные – до 1 г/л; солоноватые – 1 - 10 г/л; солёные – до 10 - 35 г/л; рассолы – более 35 г/л.

Поэтому плотность воды оценивается по величине солёности в градусах Бомэ (°Be'), один градус которого соответствует 1% массового содержания хлористого натрия ($NaCl$) в растворе. Определённую ареометром величину солёности пересчитывают на плотность по выражению следующего вида

$$d = \frac{145}{145 - n}$$

где d – плотность воды при температуре 288,5 К, г/см³;
 n – солёность воды, °Be'. Для пересчёта можно воспользоваться таблицей 1.1.

Таблица 1.1 – Перевод градусов Бомэ в плотность

°Be'	Плотность	°Be'	Плотность	°Be'	Плотность
1	1,0069	11	1,0825	21	1,1703
2	1,0140	12	1,0907	22	1,1798
3	1,0212	13	1,0990	23	1,1898
4	1,0283	14	1,1074	24	1,1995
5	1,0358	15	1,1160	25	1,2095
6	1,0433	16	1,1247	26	1,2197
7	1,0509	17	1,1335	27	1,2301
8	1,0586	18	1,1425	28	1,2407
9	1,0679	19	1,1516	29	1,2515
10	1,0744	20	1,1609	30	1,2624

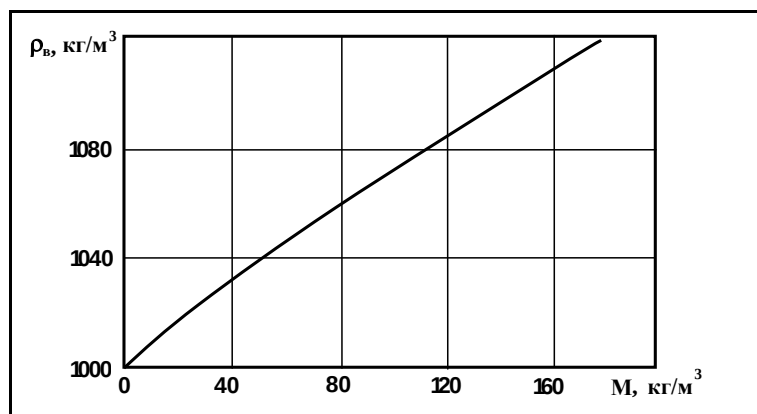
Максимальную плотность вода имеет при температуре 276,98 К. Выше и ниже этой температуры плотность воды уменьшается порядка 10 %, т.е. при затвердевании вода не сжимается, а расширяется.

На рисунке 1.3 приведена зависимость плотности пластовых вод от их суммарной солёности.

Основные физические параметры воды приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основные физические параметры воды

Параметры	Единица измерения	Значения постоянных параметров
Молекулярная масса	-	18,016
Температура максимальной плотности при $P = 0,1$ МПа	K	276,98
Плотность при $T = 273,00$ К	$кг/м^3$	999,841
$T = 276,98$ К	$кг/м^3$	1000,000
$T = 293,00$ К	$кг/м^3$	998,203
Плотность льда	$кг/м^3$	916,800
Масса насыщенного пара при $T = 373$ К и $P = 0,1$ МПа	$кг/м^3$	597400
Критическая температура воды	K	374,20
Критическое давление воды	$МПа$	21,85
Критическая плотность воды	$кг/м^3$	0,324
Удельная теплоемкость при $P = 0, 1$ МПа	$кДж/кг \times K$	$T = 373$ К
$T = 273$ К		2,03897
Мольная теплоёмкость при $P = 0,1$ МПа	$кДж/моль \times K$	$T = 373$ К
$T = 273$ К		75,5624
Скрытая теплота плавления льда при $T = 273$ К	$кДж/моль \times K$	333,688
Скрытая теплота парообразования при $T = 273$ К	$кДж/моль \times K$	6,0124
Вязкость воды при $T = 293$ К	$мПа \times с$	1,005
Поверхностное натяжение при $T = 293$ К	$Н/м$	72,53
Удельная электропроводность при	$\frac{1}{Ом \times 10^{-2} \times м}$	$T = 273,00$ К
$T = 276,98$ К		$1,5 \times 10^{-8}$
$T = 293,00$ К		$4,3 \times 10^{-8}$
		$18,7 \times 10^{-8}$

Рисунок 1.3 – Зависимость плотности воды ρ_v от количества растворенных в ней минералов M

Тепловое расширение воды характеризуется коэффициентом теплового расширения, представляющим собой зависимость объёмного фактора от температуры. Тепловое расширение воды при заданных условиях определяется углом наклона кривой (с размерностью $\frac{м^3}{м^3 \times град}$).

Коэффициент теплового расширения пресной воды при постоянном давлении описывается зависимостью следующего вида

$$\alpha_T = \frac{1}{V} \times \left(\frac{\Delta V}{\Delta T} \right)$$

где α_T – коэффициент теплового расширения воды, $1/град$;

V – объём воды, $м^3$;

ΔV – изменение объёма воды от температуры, $м^3$;

ΔT – изменение температуры, град.

Из уравнения видно, что коэффициент теплового расширения воды α_T характеризует изменение единицы объёма воды при изменении её температуры на 1°C .

Для пластовых вод коэффициент теплового расширения изменяется в пределах $(18 - 90) \times 10^{-5} \text{ } 1/град$, причём он возрастает с увеличением температуры и уменьшается в ростом пластового давления. На тепловое расширение воды оказывают также влияние минерализация и растворимость газа в воде.

Характер изменения объёма воды от изменения температуры приведен на рисунке 1.4.

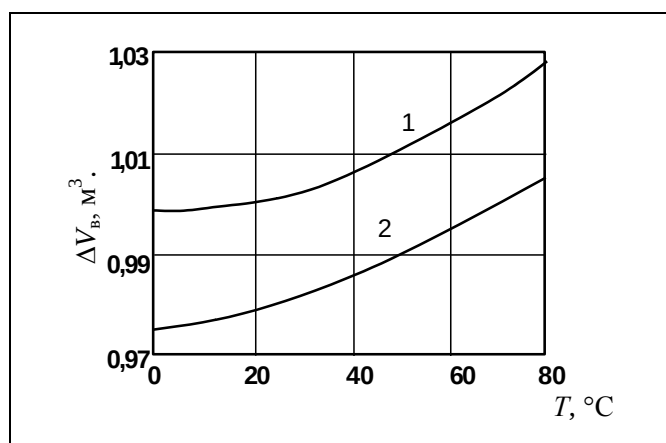


Рисунок 1.4 – Зависимость объёма воды $\Delta V_{\text{в}}$ от температуры при различных значениях давления: 1 – $P = 0,1$ МПа; 2 – $P = 50,0$ МПа.

Сжимаемость пластовых вод – обратимое изменение объема воды, находящейся в пластовых условиях, при изменении давления. Этот показатель играет существенную роль при формировании режимов залежей. Сжимаемость воды характеризуется коэффициентом сжимаемости, который при постоянной температуре определяется по уравнению вида

$$\beta = \frac{1}{V} \times \left(\frac{\Delta V}{\Delta P} \right),$$

где β – коэффициент сжимаемости воды, 1/Па; V – объем воды, м³; ΔV – изменение объема воды от давления, м³; ΔP – изменение давления, Па.

Коэффициент сжимаемости воды β характеризует изменение единицы объема при изменении давления на единицу. Коэффициент сжимаемости воды β в пластовых условиях изменяется в пределах $(3,7 - 5,0) \times 10^{-10}$ 1/Па, а при наличии растворенного в воде газа он увеличивается.

С учётом наличия растворенного в воде газа коэффициент сжимаемости ориентировочно можно рассчитать по выражению следующего вида

$$\beta_{\text{НГ}} = \beta_{\text{В}} \times (1 + 0,05 \times S)$$

где $\beta_{\text{НГ}}$ – коэффициент сжимаемости воды, содержащей растворенный газ, 1/Па;

$\beta_{\text{В}}$ – коэффициент сжимаемости чистой воды,

S – количество растворенного газа в воде, м³/м³.

На рисунке 1.5 приведены зависимости сжимаемости чистой воды при различных давлениях.

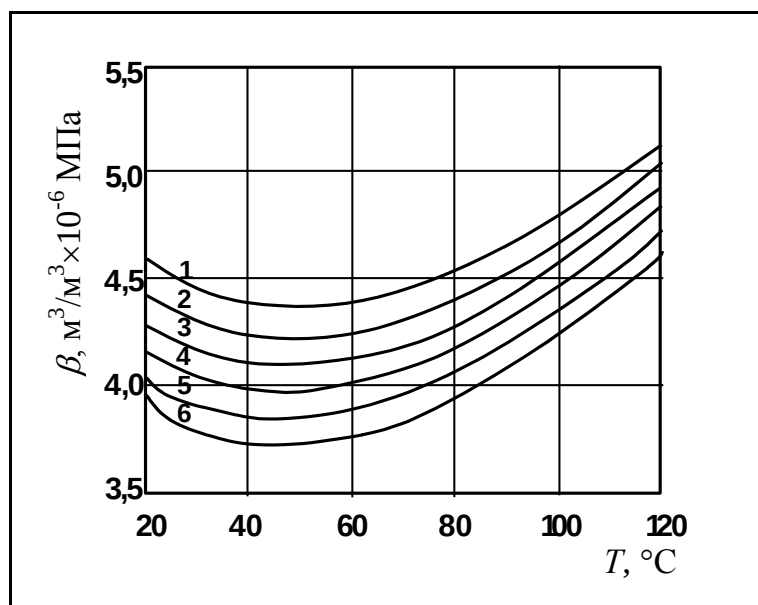


Рисунок 1.5 – Зависимость сжимаемости чистой воды от температуры при давлениях: 1 – $P = 7$ МПа; 2 – $P = 14$ МПа; 3 – $P = 21$ МПа; 4 – $P = 28$ МПа; 5 – $P = 35$ МПа; 6 – $P = 42$ МПа.

В случае определения коэффициента сжимаемости соленой воды при давлении выше давления насыщения (раствор не полностью насыщен газом), применяют поправочный коэффициент, являющийся функцией только количества растворенного газа. Либо используют поправку, учитывающую влияние растворенного газа, определяемую из зависимостей, приведенных на рисунке 1.6. Полученные по зависимостям данные затем умножают на множитель, определяемый по формуле следующего вида

$$x = 1 + \frac{\Gamma}{20,3}$$

где Γ – газовый фактор, м³/м³.

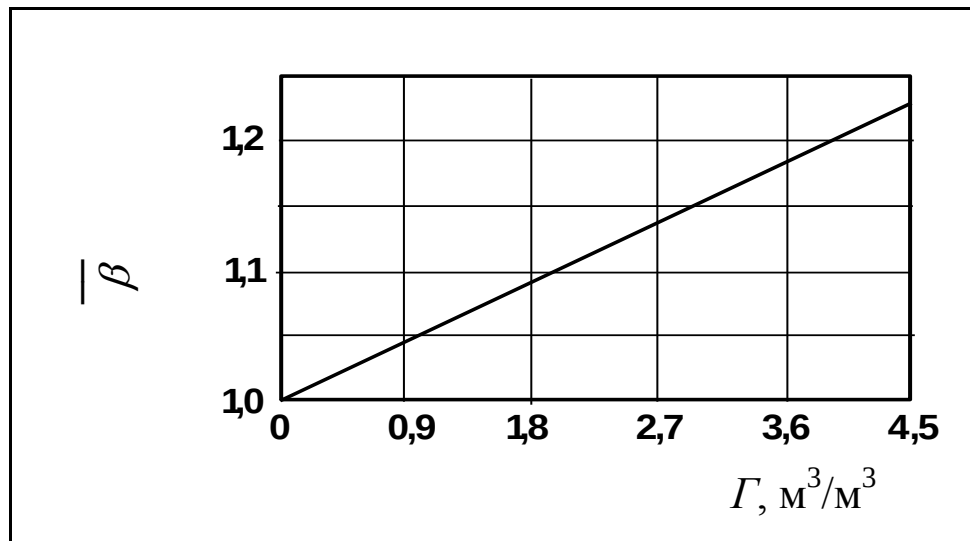


Рисунок 1.6 – Поправочный коэффициент $\bar{\beta}$ на сжимаемость для учёта влияния растворенного газа в сравнении с сжимаемостью пресной воды

Газосодержание пластовой воды не превышает 1,5 - 2,0 м³/м³, обычно равно 0,2 - 0,5 м³/м³. В составе водорастворенного газа преобладает метан, затем следуют азот, углекислый газ, гомологи метана, гелий и аргон. Фактическое газосодержание подземных вод можно определить только на основе анализа глубинных проб.

Растворимость газов в воде значительно ниже их растворимости в нефти. Растворимость газов в воде определяется количеством газа, растворяющегося в 1 м³ при температуре 20 °С и давлении $P = 0,1$ МПа и характеризуется коэффициентом $\beta_{pг}$

$$\beta_{pг} = \frac{V_{г}}{G_{в}}$$

где $\beta_{pг}$ – коэффициент растворимости газа в воде, м³/кг;

$V_{г}$ – объём газа, растворенного в воде при нормальных условиях, м³;

$G_{в}$ – масса воды, кг.

Растворимость газа в пластовой воде зависит от её температуры, минерализации, составов растворенных солей и газов причём, растворимость газов в воде возрастает с ростом давления и уменьшается с увеличением температуры, а с ростом минерализации растворимость ухудшается.

В случае отсутствия данных о растворимости газа в пластовых водах конкретного месторождения следует воспользоваться значениями коэффициентов растворимости газов в дистиллированной воде с учётом температуры и ввести поправку на минерализацию, используя формулу следующего вида

$$\alpha = \alpha_0 \times 10^{-KC},$$

где α и α_0 – мольные доли растворимости газа в минерализованной и дистиллированной водах; K – коэффициент высаливания; C – концентрация соли в грамм-эквивалентах на 1 л пластовой воды при температуре $T = 293$ К.

На рисунке 1.7 приведены графические зависимости определения коэффициента высаливания в зависимости от состава газа и температуры.

В интервале температур $283 \leq T \leq 353$ значение коэффициент высаливания K будет равен соответственно: метана $0,10 \leq K_{CH_4} \leq 0,15$, азота $0,10 \leq K_{N_2} \leq 0,15$, этана $0,13 \leq K_{C_2H_6} \leq 0,18$, пропана $0,165 \leq K_{C_3H_8} \leq 0,220$. Для водных растворов хлористого натрия $NaCl$ в интервале температур $353 \leq T \leq 413$ коэффициент высаливания составляет $K = 1$.

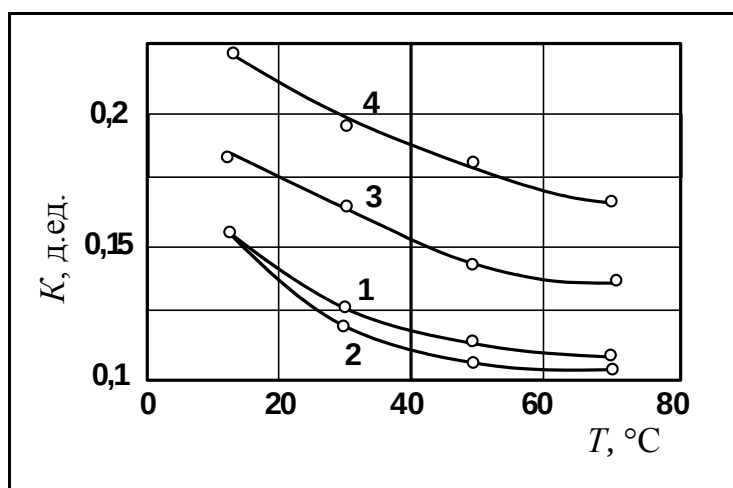


Рисунок 1.7 – Зависимость коэффициента высаливания K от температуры для различных газов: 1 – метан; 2 – азот; 3 – этан; 4 – пропан

В пластовых водах в растворенном состоянии могут присутствовать CO_2 и H_2S . В водах различной минерализации при давлении $P = 0,1$ МПа и $273 \leq T \leq 333$ растворимость CO_2 составляет $0,2 - 1,7$ м³/м³. При давлении $P = 0,1$ МПа, $273 \leq T \leq 333$ и минерализации воды $NaCl$ $2 - 5 \times 10^2$ кг/м³ воды растворимость H_2S в воде изменяется в пределах $0,5 - 1,6$ м³/м³.

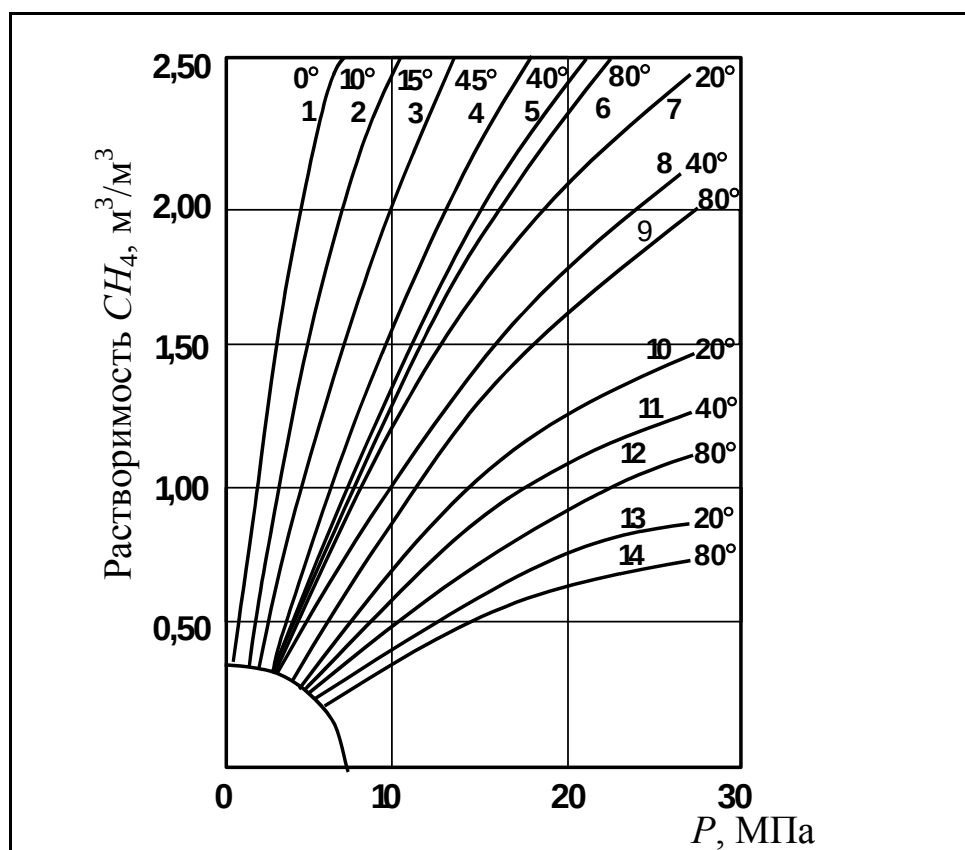


Рисунок 1.8 – Зависимость растворимости метана в пластовой воде от давления и в различном диапазоне температур с условной соленостью воды хлористым натрием ($NaCl$):

- 1 - 6 – условная соленость 20 $кг/м^3$;
- 7 - 9 – условная соленость 200 $кг/м^3$;
- 10 - 12 – условная соленость 250 $кг/м^3$;
- 13 - 14 – условная соленость 300 $кг/м^3$.

На газовых месторождениях пластовые воды в основном насыщены метаном. На рисунке 1.8 приведена графическая зависимость растворимости метана в пластовой воде с условной соленостью хлористого натрия $NaCl$ равной 20, 100, 200 и 300 $кг/м^3$ при температурах 293, 313, 333 и 353 К.

Растворимость природного газа в пресной воде приведена на рисунке 1.9.

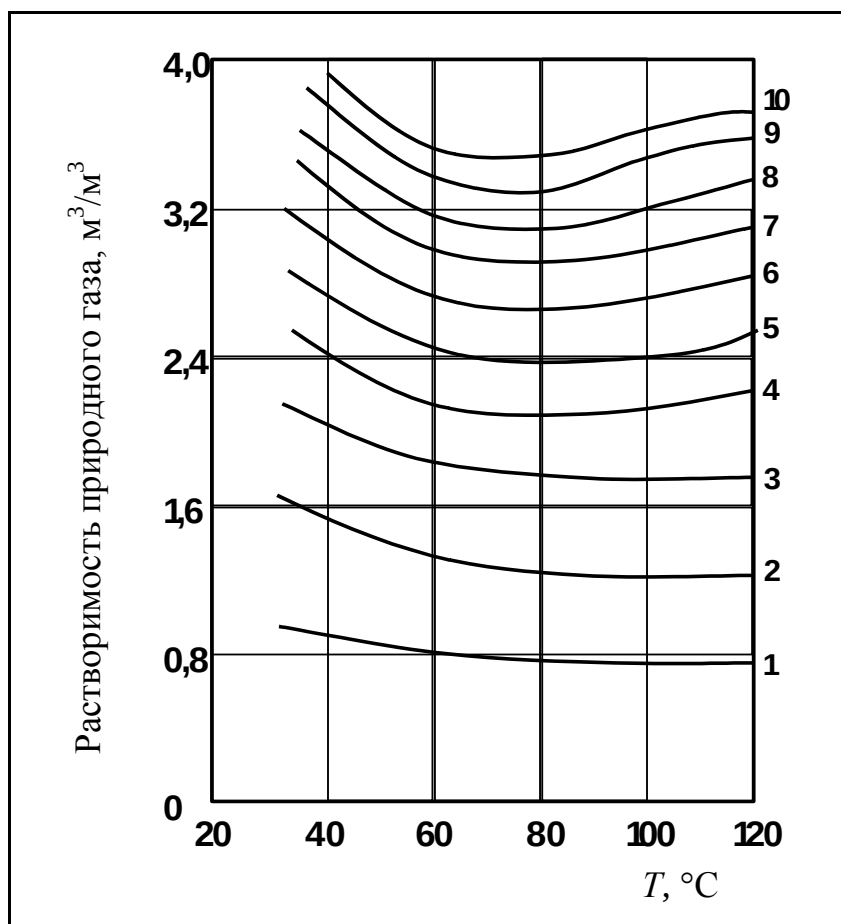


Рисунок 1.9 – Зависимость растворимости природного газа в пресной воде от температуры при различных давлениях:
 1 – 3,5 МПа, 2 – 7,0 МПа; 3–10,5 МПа, 4 – 14,0 МПа,
 5 – 17,5 МПа, 6 – 21,0 МПа, 7 – 24,5 МПа, 8 – 28,0 МПа,
 9 – 31,5 МПа, 10 – 35,0 МПа.

Объёмный коэффициент пластовой воды характеризует отношение удельного объёма воды в пластовых условиях $V_{пл}$ к удельному объёму её в стандартных условиях V_H

$$b = \frac{V_{пл}}{V_H} = \frac{\rho_{ст}}{\rho_{пл}},$$

где $\rho_{пл}$, $\rho_{ст}$ – плотности воды в пластовых и стандартных условиях.

Увеличение пластового давления ведет к уменьшению объёмного коэффициента, а повышение температуры ведет к его росту. С увеличением минерализации воды объёмный коэффициент снижается.

Таблица 1.3 – Объёмные коэффициенты для чистой и насыщенной газом воды

Абсолютное давление насыщения, МПа	Значения пластового объёмного коэффициента от температуры, м ³ /м ³			
	310,8 К	338,6 К	366,3 К	391,1 К
Вода, насыщенная природным газом				
35,2	0,9989	1,0126	1,0321	1,0522
28,1	1,0003	1,0140	1,0316	1,0537
21,1	1,0017	1,0154	1,0345	1,0552
14,1	1,0031	1,0168	1,0345	1,0568
7,0	1,2045	1,0183	1,0361	1,0584
Чистая вода				
35,2	0,9910	1,0039	1,0210	1,0418
28,1	0,9938	1,0067	1,0240	1,0452
21,1	0,9966	1,0095	1,0271	1,0487
14,1	0,9995	1,0125	1,0304	1,0523
7,0	1,0025	1,0153	1,0335	1,0560
Давление насыщенного водяного пара	1,0056	1,0187	1,0370	1,0598

В таблице 1.3 приводятся значения объёмных коэффициентов для чистой и насыщенной природным газом воды.

Значение пластового объёмного коэффициента пресной воды, насыщенной газом, получают прибавлением этой разности к пластовому объёмному коэффициенту чистой воды, определенному по графической зависимости, приведенной на рисунке 1.9.

В случае необходимости введения поправки на солёность, надо данные, полученные из рисунка 1.9, умножить на поправочный множитель, зависящий от солёности и определенный по рисунку 1.10.

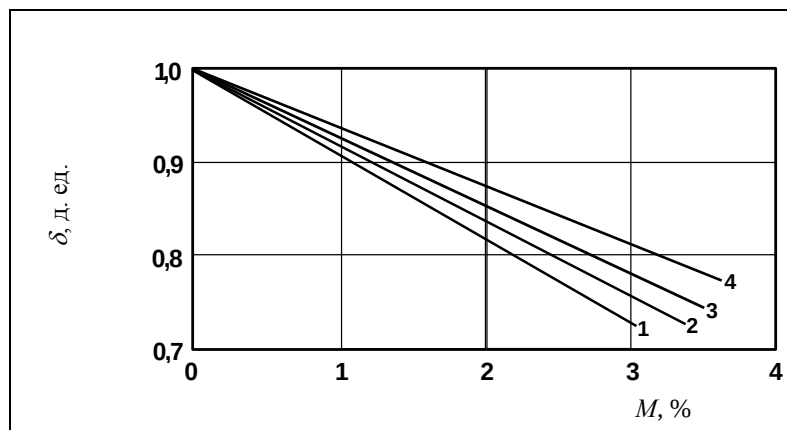


Рисунок 1.10 – Поправка на солёность δ при определении растворимости газа в пластовой воде относительно его растворимости в пресной воде при различных температурах:

1 – $T = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$; 2 – $T = 65\text{ }^{\circ}\text{C}$; 3 – $T = 95\text{ }^{\circ}\text{C}$; 4 – $T = 120\text{ }^{\circ}\text{C}$

Знание объёмного фактора необходимо использовать для оценки объёма воды в поровом пространстве продуктивного пласта.

Вязкость пластовой воды в значительной мере зависит от температуры и концентрации растворенных солей (рисунок 1.11). Роль давления на вязкость пластовой воды незначительна. В связи с тем, что в воде газы растворяются в незначительном объёме, её вязкость уменьшается незначительно при насыщении газом.

Электропроводность воды зависит от ее минерализации. Пресные воды плохо проводят или почти не проводят электрический ток. Минерализованные воды относятся к хорошим проводникам. Мерой электропроводности служит удельное электрическое сопротивление, за единицу измерения которого принят 1 Ом×м. Знание удельного сопротивления подземных вод необходимо для количественной интерпретации материалов электрометрии скважин.

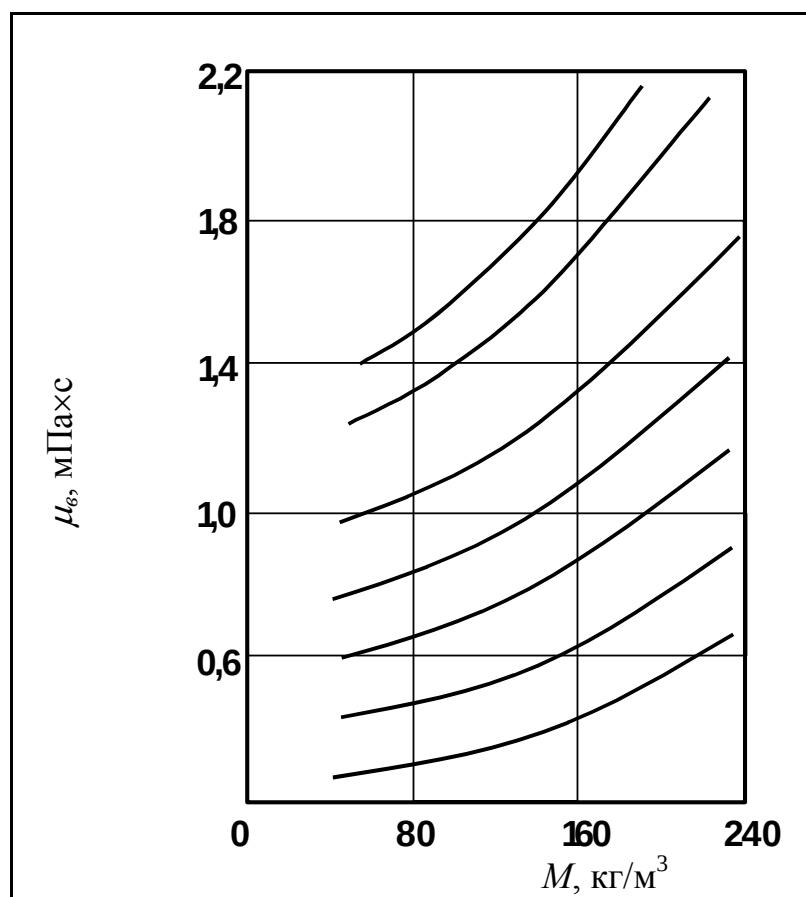


Рисунок 1.11 – Зависимость вязкости минерализованной воды μ_e от содержания солей при различных значениях температуры:
 1 – $T = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$; 2 – $T = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$; 3 – $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$; 4 – $T = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$; 5 – $T = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$; 6 – $T = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$; 7 – $T = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$

Поверхностное натяжение пластовой воды, т. е, свойство жидкости противодействовать нормальным силам, приложенным к ее поверхности и стремящимся изменить ее форму. В значительной степени поверхностное

натяжение зависит от химического состава и при соответствующей химической обработке воды может быть значительно снижено. Это имеет существенное значение для разработки нефтяных месторождений с заводнением, так как, чем меньше поверхностное натяжение воды, тем выше ее вымывающая способность и тем больше будет коэффициент вытеснения нефти водой.

Для решения задач нефтегазопромысловой геологии существенно то, что минерализованные воды обладают повышенной отмывающей способностью, в связи с чем их использование при заводнении залежей способствует повышению коэффициента вытеснения нефти, а, следовательно, и конечного коэффициента извлечения нефти. В то же время высокая минерализация пластовых вод в определенных условиях может приводить к выпадению солей на забое добывающих скважин и в призабойной зоне пласта, что ухудшает условия эксплуатации пласта в районе таких скважин.

1.4 Химический анализ пластовых вод

Химический анализ природных вод заключается в изучении наличия и количества растворенных в ней веществ. По результатам анализа определяют и оценивают пригодность воды для тех или иных целей или принадлежность ее к тому или иному горизонту.

В зависимости от целей и масштабов исследований химические определения могут быть различными. Так различают **общий** и **специальный** виды анализа.

Общий, или типовой, анализ дает самое общее представление об ионно-солевом составе воды и ограничивается, как правило, определением наличия и количества **шести** наиболее распространенных в ней ионов Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} и Na^+ . Общий анализ, в котором кроме содержания ионов дополнительно определяют и указывают плотность и pH воды, называют также **стандартным анализом**.

Специальные анализы более обширны и включают в себя дополнительные исследования, определяемые спецификой поставленной цели. Так, в нефтяной гидрогеологии дополнительно к стандартному анализу определяют содержание ионов I^- , Br^- , NH_4^+ , Br_2O^{2-} , $Fe_2O_3^{2+}$, Ba^{2+} , Sr^{2+} , $Al_2O_3^{2-}$, нафтеновых кислот, их солей, а также газовый состав вод. Для нефтегазопромысловых целей определяют также наличие специфических видов бактерий.

К специальным видам анализа относят еще санитарный, бальнеологический и различные технические анализы.

При **санитарном** анализе, производимом для оценки питьевых свойств воды, определяют отсутствие в ней вредных бактерий, устанавливают соленость, жесткость, окисляемость и содержание ионов NH_4^+ , NO_2^- , NO_3^- .

При **бальнеологическом** анализе кроме основного ионно-солевого состава определяют наличие в воде различных компонентов, характеризующих ее лечебные свойства.

Технические анализы проводят для оценки пригодности воды для использования в парокотельных установках, при закачке в эксплуатируемые нефтяные пласты, для определения «агрессивных» и коррозионных свойств и т.д.

Анализы вод осуществляют как в стационарных, так и в полевых гидрохимических лабораториях с использованием различных методик.

1.5 Изображение химического состава пластовых вод нефтяных и газовых месторождений

Результаты общего анализа вод могут быть представлены в разных формах. Ионно-солевой состав вод в настоящее время принято выражать в виде содержания в воде отдельных ионов растворенных солей.

При выражении ионно-солевого состава вод в виде содержания отдельных ионов различают ионную, эквивалентную и процент-эквивалентную формы.

Ионная форма представляет собой выражение ионно-солевого состава воды в виде содержания в ней количества массы отдельных ионов. Содержание отдельных ионов выражают в миллиграммах (иногда в г) и относят к 1 л, 1 кг или 100 г воды.

Для пресных вод отнесение содержания ионов к единицам массы (1 кг, 100 г) или к единицам объёма (1 л) воды не имеет существенного значения, но для рассолов отношения эти уже существенно расходятся. При переходе от состава воды, отнесенного к единице объёма, к составу, отнесенному к единице массы, содержание отдельных ионов необходимо разделить, а в обратном случае – умножить на её плотность.

В настоящее время при всех гидрохимических исследованиях результаты анализа вод приводятся **обязательно** в ионной форме. Эта форма является исходной для получения других форм.

Ионная форма не охватывает растворенные газы и некоторые вещества, содержащиеся в виде коллоидов (органические коллоиды и др.)

Эквивалентная форма изображения состава вод имеет повсеместное распространение. Она даёт возможность получить более точное представление о химизме и химических свойствах воды, позволяет уяснить происхождение вод, контролировать результаты анализа и высчитывать содержание некоторых ионов без непосредственного аналитического их определения (обычно таким путем находят содержание иона Na^+).

Взаимоотношение отдельных ионов в растворе не выражается отношением их масс. Ионы реагируют между собой не равными массами, а в определенных количествах, зависящих от массы и валентности ионов (в эквивалентных количествах). Например, ион Na^+ реагирует с ионом SO_4^{2-} не в количестве 1 г Na^+ на 1 г SO_4^{2-} , а в эквивалентных соотношениях: 1

эквивалент Na^+ на 1 эквивалент SO_4^{2-} . В таблице 1.4 приведены эквиваленты ионов, содержащихся в водах нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Таблица 1.4 – Эквивалентность основных ионов пластовых вод

Ион	Эквивалент	Ион	Эквивалент	Ион	Эквивалент
Na^+	23,0	H^+	1,0	HCO_3^-	61,0
Mg^{2+}	12,2	Fe^{3+}	18,6	Br^-	79,9
Ca^{2+}	20,0	Fe^{2+}	27,9	I^-	126,9
K^+	39,1	Cl^-	35,5	HS^-	33,0
NH_4^+	18,0	SO_4^{2-}	48,0	CO_3^{2-}	30,5

Эквивалентом иона называется частное от деления мольной массы (см. приложение) на валентность иона. Например, эквивалент иона Na^+ равен $23/1$, а эквивалент иона SO_4^{2-} – $96/2$, следовательно, на 23 единицы массы иона Na^+ приходится 48 единиц иона SO_4^{2-} . Эквивалент иона Mg^{2+} равен $40/2$, а эквивалент Cl^- $35,5/1$, соответственно, на 20 единиц массы иона Mg^{2+} приходится 35,5 единиц иона Cl^- .

Для перехода от ионной формы к эквивалентной необходимо содержание иона, выраженное в миллиграммах или граммах, разделить на величину эквивалента иона.

Разделив величину содержания иона в определенном количестве воды на эквивалент иона (таблица 1.5), получают содержание иона соответственно в миллиграмм-эквивалентах (мг-экв.) или же грамм-эквивалентах (г-экв.) на то же количество воды. Так, содержание иона Ca^{2+} , равное 728 мг на 100 г воды, в эквивалентной форме будет равно 36,4 мг-экв. Ca^{2+} на 100 г воды.

Таблица 1.5 – Пример изображения результатов химического анализа воды

Содержание ионов на 100 г воды	мг	мг-экв.	%-экв.
Cl^-	2023,5	57	28,5
SO_4^{2-}	585,6	12,2	6,1
HCO_3^-	1878,8	30,8	15,4
Na^+	1085,6	47,2	23,6
Mg^{2+}	219,6	18	9
Ca^{2+}	696	34,8	17,4
Сумма	6489,1	200,0	100,0

Если содержание какого-либо иона выражают в эквивалентной форме, то перед символом иона ставят знак *r* (реагирующая величина), например: *r Cl⁻*, *r Na⁺*.

По принципу электронейтральности растворов сумма катионов (Σr_k), выраженная в эквивалентной форме равна соответственно выраженной сумме анионов (Σr_a), т.е. $\Sigma r_k = \Sigma r_a$.

Используя это равенство и основываясь на данных о содержании в воде пяти главных ионов устанавливают содержание иона натрия (Na^+) в воде по разности этих главных ионов природных вод, пренебрегая остальными ионами, содержание которых почти всегда незначительно.

$$r Na^+ = (r Cl^- + r HCO_3^- + r SO_4^{2-}) - (r Ca^{2+} + r Mg^{2+})$$

Для определения содержания натрия в ионной форме полученную величину $r Na^+$ умножают на эквивалент иона.

Процент-эквивалентная форма может быть получена из эквивалентной формы. Она представляет собой относительный метод изображения состава воды, показывающий не содержание тех или иных ионов в том или ином количестве воды, а лишь относительную долю, занимаемую разными ионами во всей ионно-солевой массе, содержащейся в воде. Сумму всех ионов, взятых в эквивалентной форме, принимают за 100 % (или 200 %):

$$\sum r_a + \sum r_k = \sum r_{a+k} = 100(200) \% \text{-экв.}$$

Следовательно, сумма анионов и сумма катионов составляют 50 (или 100) %-экв. каждая. Затем вычисляют процент содержания каждого иона – содержание ионов в процент-эквивалентной форме

$$\%rNa^+ = \frac{rNa^+}{\sum r_{a+k}} \times 100.$$

Процент-эквивалентная форма наглядно представляет ионно-солевой состав воды, соотношения между ионами, а также позволяет устанавливать черты сходства вод, различающихся в величине минерализации. Благодаря этому процент – эквивалентная форма получила большое распространение.

Однако при процент-эквивалентном изображении ионно-солевого состава воды нельзя получить представление об абсолютном содержании ионов в воде. Поэтому нельзя ограничиваться только процент-эквивалентной формой выражения состава воды, необходимо параллельно давать хотя бы величину общей минерализации воды в эквивалентной и ионной форме.

Пример параллельного изображения результатов химического анализа воды в ионной, эквивалентной и процент-эквивалентной форме приведён в таблице 1.5.

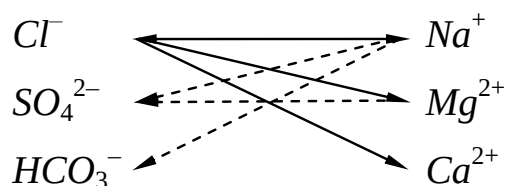
К числу форм наглядного изображения состава вод принадлежит формула М. Г. Курлова. Эта формула представляет собой псевдодробь, в числителе которой указывают содержание в процент-эквивалентной форме

главнейших анионов, а в знаменателе – соответственно содержание катионов, причём величины содержания записывают в виде индексов. Ионы располагают в убывающем порядке. Те ионы, которые содержатся в количестве менее 1%-экв., обычно не указывают. Перед дробью отмечают важнейшие газообразные компоненты воды и величину общей минерализации воды M в г/л, после дроби пишут температуру воды.

Формула М. Г. Курлова для воды, состав которой приведён в таблице 1.5, будет иметь следующий вид (**данные по газам и температуре добавлены – т. е. в работе данные отсутствуют**):

$$(CH_4)_2 M_{65} \frac{(Cl)_{29}(HCO_3)_{15}(SO_4)_6}{(Na)_{24}(Ca)_{17}(Mg)_9} t = 65^\circ C.$$

В нефтегазопромысловой практике анализы воды обычно выражают в ионной, эквивалентной и процент-эквивалентной формах. Кроме того, используют так называемые *характеристики по Пальмеру*. Эти характеристики представляют солевые группы, полученные путем комбинирования отдельных ионов и выражающие химические свойства вод (солёность, жесткость, щёлочность, кислотность). При комбинации придерживаются *правила Фрезениуса*, которое заключается в комбинировании ионов в порядке их убывающей химической активности. В таком ряду ионы располагают следующим образом: анионы Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , катионы Na^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} .



Согласно правилу Фрезениуса сначала ион хлора соединяется с ионом натрия; при избытке хлора его остаток затем соединяют с магнием; при избытке же натрия остаток последнего соединяют с сульфат-ионом и т.д.

По Пальмеру выделяют шесть солевых групп (характеристик): первая солёность (S1), вторая солёность (S2), первая щёлочность (A1), вторая щёлочность (A2), третья солёность (S3) и третья щёлочность (A3), из которых основное значение имеют четыре.

- S1 – соли щелочных металлов и сильных кислот. В подземных водах она представлена главным образом хлоридом натрия и сульфатом натрия.
- S2 – соли щелочно-земельных металлов и сильных кислот (соответствуют постоянной жесткости воды). Сюда относятся хлориды и сульфаты кальция и магния.

- A1* – соли щелочных металлов и слабых кислот (щелочные свойства). Наиболее распространенной из таких солей является питьевая сода (NaHCO_3). При наличии соды вода имеет щелочную реакцию.
- A2* – соли щелочноземельных металлов и слабых кислот (соответствуют устранимой жесткости воды). Гидрокарбонаты кальция и магния и т. п.
- S3* – соли сильных кислот и трехвалентных металлов (кислотные свойства). В данную солевую группу входят хлориды и сульфаты железа, алюминия, свободные соляная и серная кислоты.
- A3* – соли слабых кислот и трехвалентных металлов (в пластовых водах встречаются крайне редко).

S3 и *A3* встречаются в природе почти всегда лишь в очень малых количествах, будучи обусловленными присутствием ионов, не относящихся к числу главных.

Согласно правилу комбинирования ионов в случае второй солености исключается первая щелочность (*S2* и *A1* – не бывают вместе). Если есть *S2* воды относят к жестким, если есть *A1*, то к щелочным (мягким).

Характеристики Пальмера отражают важнейшие химические свойства вод – щелочность, жесткость, кислотность. Очень удобно изображать состав вод по Пальмеру при помощи графика Роджерса. График Роджерса содержит три столбика: крайние – по 50 % - экв. анионов и катионов, средний столбик содержит 100 % - экв. График Роджерса даёт наглядное изображение состава воды в процент-эквивалентной форме и позволяет графически определить величины характеристик по Пальмеру (рисунки 1.12, 1.13).

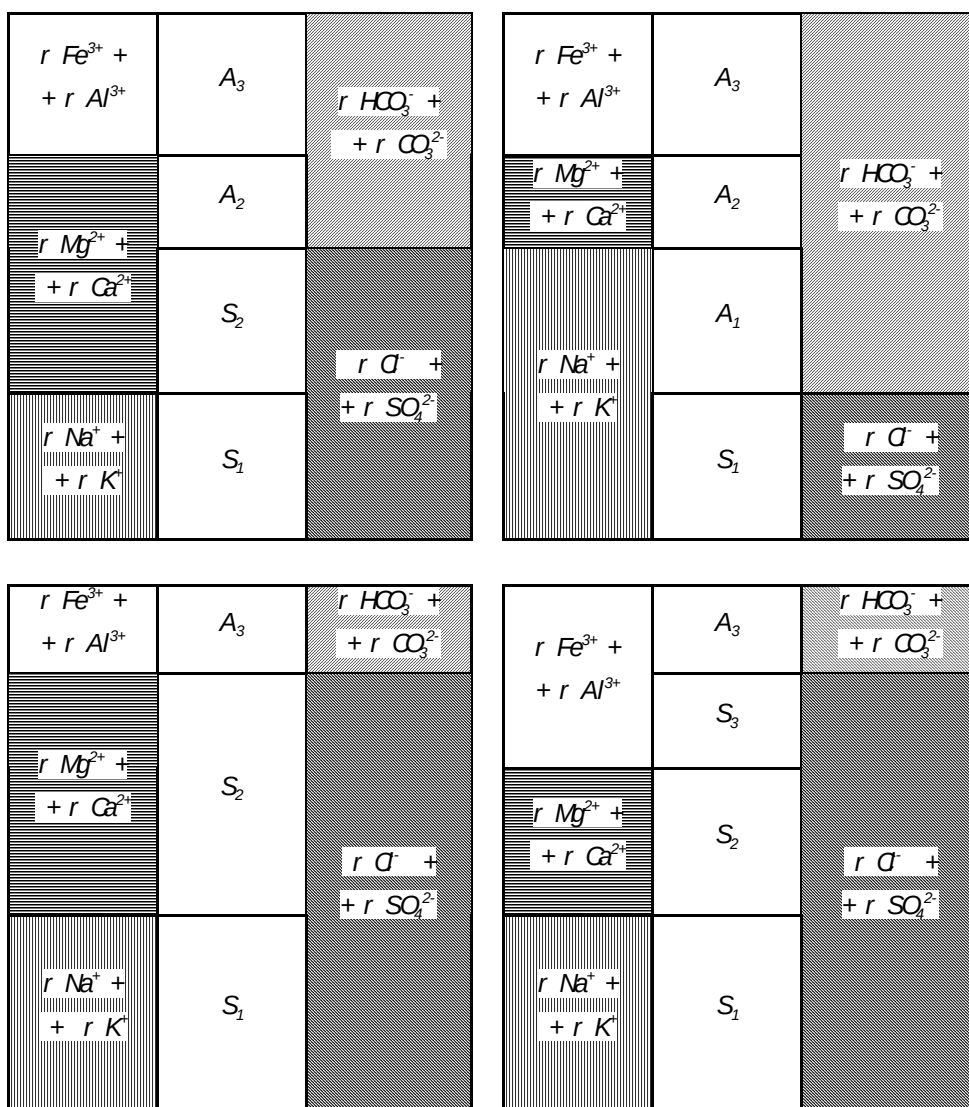


Рисунок 1.12 – Графики Роджерса

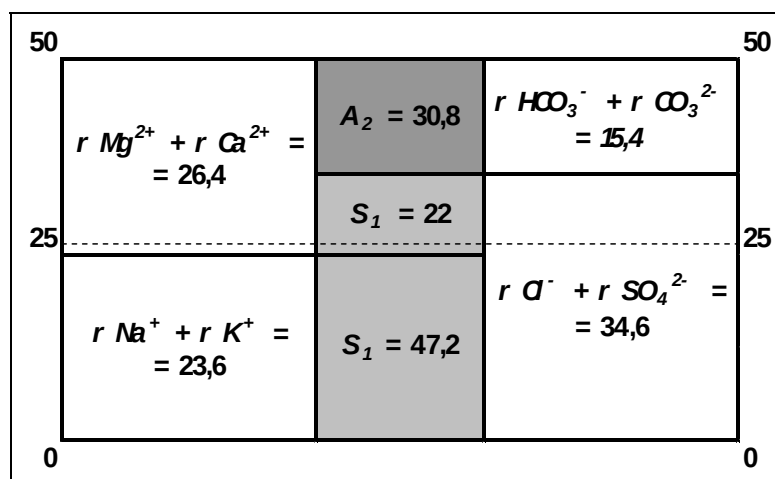


Рисунок 1.13 – Пример расчета анализа воды при помощи графика Роджерса

Таблица 1.6 – Классификация Л. И. Толстихина

Класс	Подкласс		
	а) кальциевый	б) магниевый	в) натриевый
1. Гидрокарбонатный	Грунтовые воды известняков и магматических пород	Грунтовые воды магнезитов и ультраосновных пород	Воды нефтяных месторождений Сахалина, Боржоми
2. Сульфатный	Грунтовые воды гипсоносных пород	Змеиногорский минеральный источник	Оз. Балхаш
3. Хлоридный	Дугеля (источник в Грузии)	Мёртвое море, оз. Эльтон.	Воды сакмарского горизонта Арланского нефтяного месторождения

1.6 Химические классификации пластовых вод

Классификации природных вод весьма многочисленны, но распространение получили очень не многие. Большинство классификаций основаны на ионно-солевом составе и некоторые на газовом составе. Из ряда близких друг другу классификаций, в основу которых положено количественное преобладание различных ионных компонентов, наиболее удобен и прост вариант Л. И. Толстихина. Классификация выделяет класс вод по преобладающему аниону и подкласс по преобладающему катиону (таблица 1.6).

Недостатком классификации Л. И. Толстихина является отсутствие классов и подклассов смешанного характера, что очень часто встречается в природе.

В промысловой практике очень широко используется классификация В. А. Сулина. В классификации природные воды подразделяются на четыре типа по характерным соотношениям между главнейшими ионами (таблица 1.7) и затем на группы и подгруппы по признаку преобладания различных анионов и катионов. Таким образом, по классификации имеются хлоридные, сульфатные и гидрокарбонатные группы. Общее число групп, равно 12, но в природе некоторые из них не встречаются.

Характерные отношения между ионами, положенные в основу классификации, выражаются тремя коэффициентами, названными В. А. Сулиным «генетическими».

$$\frac{rNa}{rCl}; \frac{rNa - rCl}{rSO}; \frac{rCl - rNa}{rMg}$$

Коэффициенты называются генетическими потому, что они приблизительно отвечают определённым обстоятельствам формирования и существования природных вод.

Таблица 1.7 – Классификация В. А. Сулина

Тип вод	Коэффициенты		
	$\frac{rNa}{rCl}$	$\frac{rNa - rCl}{rSO_4}$	$\frac{rCl - rNa}{rMg}$
Сульфатнатриевый	> 1	< 1	< 0
Гидрокарбонатнатриевый	> 1	> 1	< 0
Хлориднокальциевый	< 1	< 0	< 1
Хлоридномагнийевый	< 1	< 0	> 1

В классификации Ч. Пальмера используются описанные выше характеристики и соотношения между ними, всего выделяется пять классов.

Таблица 1.8 – Классификация Ч. Пальмера

Класс	Соотношение ионов	Характеристики Ч. Пальмера	Примечание
1.	$r Na^+ > r Cl^- + r SO_4^{2-}$	$A_1 > 0; S_2 = 0; S_3 = 0$	Щелочные (мягкие воды)
2.	$r Na^+ = r Cl^- + r SO_4^{2-}$	$A_1 = 0; S_2 = 0; S_3 = 0$	Практически не встречаются
3.	$r Na^+ < r Cl^- + r SO_4^{2-}$	$A_1 = 0; S_2 > 0; S_3 = 0$	Жёсткие воды
4.	$r Na^+ + r Ca^{2+} + r Mg^{2+} = r Cl^- + r SO_4^{2-}$	$A_1 = 0; A_2 = 0; S_3 = 0$	Практически не встречаются
5.	$r Na^+ + r Ca^{2+} + r Mg^{2+} < r Cl^- + r SO_4^{2-}$	$A_1 = 0; A_2 = 0; S_3 > 0$	Кислые воды

Таблица 1.9 – Варианты заданий

Вариант	Содержание ионов в пластовой воде, г/100 г				
	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}
1	13,28	0,133	0,09	0,39	0,13
2	5,52	–	0,05	0,2	0,15
3	10,569	0,096	0,164	3,014	1,793
4	4,432	–	0,1684	0,21	0,007
5	0,2815	1,594	0,2387	0,0146	0,0394
6	1,8743	0,0966	0,114	0,0164	0,0109
7	0,25	2,25	0,05	0,25	0,3
8	1,8773	0,0966	0,114	0,0164	0,0109
9	0,0078	0,0235	0,0225	0,0008	–
10	1,85	0,12	–	0,04	0,02

11	5,65	–	0,04	0,22	0,16
12	14,714	0,0024	2,44	4,9415	2,1337
13	5,033	–	0,032	0,558	0,103
Вариант	Содержание ионов в пластовой воде, г/100 г				
	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}
14	18,77	0,0096	0,011	0,164	0,109
15	5,388	0,199	0,032	1,128	0,556
16	6,816	0,492	–	0,932	0,289
17	6,602	0,326	0,094	3,197	–
18	9,120	0,379	0,199	0,731	0,236
19	8,220	0,202	0,059	1,938	0,734
20	6,988	0,046	0,027	2,407	0,123
21	10,340	0,003	0,219	1,684	1,337
22	3,674	0,235	0,026	1,249	0,280
23	6,977	1,714	0,018	4,104	0,012
24	5,980	0,059	0,154	2,874	0,118
25	3,395	–	0,077	1,136	0,246
26	5,983	0,287	0,048	1,827	0,402
27	16,059	2,784	0,183	0,005	5,534
28	3,042	0,420	–	0,198	0,786
29	4,484	0,316	0,094	1,800	0,120
30	9,532	0,459	0,147	3,605	0,089
31	0,25	2,25	0,05	0,25	0,3
32	14,714	0,0024	2,44	4,9415	2,1337
33	6,988	0,046	0,027	2,407	0,123
34	5,65	–	0,04	0,22	0,16
35	3,674	0,235	0,026	1,249	0,280
36	6,602	0,326	0,094	3,197	–
37	5,980	0,059	0,154	2,874	0,118
38	0,0078	0,0235	0,0225	0,0008	–
39	6,816	0,492	–	0,932	0,289
40	10,569	0,096	0,164	3,014	1,793

Лабораторная работа № 2

«Прогнозная оценка динамики грунтовых вод»

Цели работы: научиться строить совмещённые топографические и гидрогеологические карты, и осуществлять прогнозную оценку динамики грунтовых вод в паводковый период при их подъёме по ним.

Задание и ход выполнения работы:

1. По абсолютным отметкам устьев пяти рядов скважин составить карту горизонталей (гипсометрическая проекция плоскостей с рельефом местности).
2. По уровням воды в скважинах составить карту гидроизогипс (гипсометрическая проекция плоскостей с зеркалом грунтовых вод).
3. Оконтурировать на карте заболоченные участки и участки возможного заболачивания при подъёме воды на 2 м.
4. Определить направления подземного потока и показать стрелками.
5. Привести общее гидрогеологическое описание карты.

Изучение нефтегазоносных территорий месторождений нефти и газа в современных условиях предусматривает обеспечение глубоких знаний студентами методов построения гидрогеологических карт не только по результатам глубокого бурения на нефть и газ, но и при инженерно-геологических изысканиях. При инженерно-геологических изысканиях необходимо определить не только наличие или отсутствие грунтовых вод, но и их взаимосвязь с речными, озёрными и паводковыми водами. Гидрогеологические условия определяют не только несущую способность грунтов, но часто определяют тип строительной конструкции как наземных, так и подземных её участков. Особенно важно уметь проводить прогнозную оценку изменчивости уровня грунтовых вод в меженный и паводковый периоды.

Слушатель курса должен уверенно определять необходимые для определения динамики грунтовых вод показатели. Наиболее надежным, достоверным и дешёвым способом является проходка разведочных шурфов, или скважин. Проходка горных выработок осуществляется по сетке, которую студенты могут выбирать самостоятельно или воспользоваться предлагаемой прямоугольной сеткой. Обычно на местности сетка опытных и контрольных скважин задаётся в зависимости от инженерно-геологической обстановки, которая определяется литологическим составом пород, слагающих ими структурами и характеристикой проектируемого сооружения. Устья всех выработок наносятся на план с указанием абсолютных отметок их верха (устья скважин). По каждой выработке осуществляется единовременный замер (глубины) расположения грунтовых вод. При вычитании этого уровня от абсолютной отметки выработки вычисляется абсолютная отметка зеркала грунтовых вод.

2.1 Грунтовые воды

Грунтовые воды это воды первого от поверхности постоянного водоносного горизонта, залегающего на первом более или менее выдержанном водонепроницаемом слое. Они могут накапливаться как в рыхлых пористых антропогенных и доантропогенных породах, так и в трещиноватых твёрдых горных породах. Отсутствие водоупорной кровли обуславливает питание их на всей площади распространения, или, иначе, **область питания** грунтовых вод совпадает с областью их распространения.

В грунтовых водах следует различать верхнюю поверхность, или уровень грунтовых вод, называемый **зеркалом**, или **скатертью**, и **водоупорное ложе**, под которым понимается водонепроницаемая горная порода, подстилающая грунтовые воды (рисунок 2.1). Порода, насыщенная водой, называется **водоносным слоем**, или **водоносным горизонтом**. **Мощность водоносного слоя** – расстояние от зеркала грунтовых вод до водоупорного ложа. Грунтовые воды по своим гидравлическим особенностям – безнапорные воды, со свободной поверхностью. При вскрытии их колодцами или буровыми скважинами вода будет устанавливаться на том уровне, на каком она залегает в породе, без подъёма вверх. К зеркалу грунтовых вод примыкает **капиллярная кайма**, в которой поры породы лишь частично заполнены водой, поднимающейся по капиллярам.

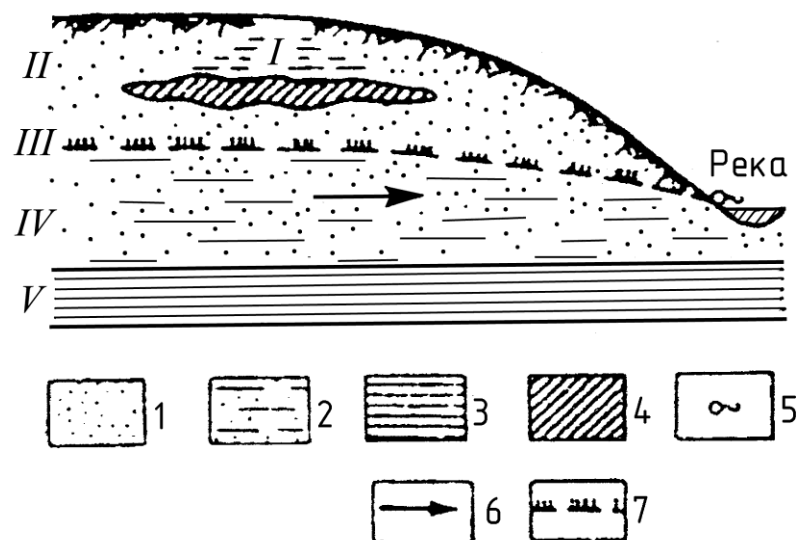


Рисунок 2.1 – Схема залегания грунтовой воды и соотношение ее с верховодкой:

I – верховодка; *II* – зона аэрации; *III* – зона капиллярного поднятия; *IV* – зона насыщения водой (грунтовая вода); *V* – водоупорное ложе

1 – песок; 2 – водонасыщенный песок; 3 – глина; 4 – тяжелый суглинок; 5 – источник; 6 – направление движения грунтовых вод; 7 – зеркало или уровень грунтовых вод

2.2 Движение грунтовых вод

Зеркало грунтовых вод редко бывает горизонтальным. Обычно оно повторяет в несколько сглаженном виде рельеф поверхности и имеет чётко выраженный наклон в сторону пониженных мест. Происходит это вследствие того, что подземные воды находятся в непрерывном движении. Они двигаются в виде грунтового потока, подчиняясь силе тяжести, в направлении к оврагам, рекам (рисунок 2.1), морям и другим понижениям рельефа, где выходят в виде источников, т.е. происходит их разгрузка (или дренаж). Эти области называются **областями разгрузки**, или **областями дренирования**. Грунтовые воды движутся по порам и нешироким трещинам в виде отдельных тонких струек, параллельных друг другу. Такой вид движения называется **ламинарным**. Скорость движения подземных вод зависит от водопроницаемости горных пород, а также от уклона зеркала воды. Эта зависимость выражается формулой

$$v = K_{\phi} \frac{h}{l},$$

где v – скорость потока;

K_{ϕ} – некоторая постоянная, определяющая проницаемость данной породы (коэффициент фильтрации);

h – превышение уровня воды в одной точке над уровнем воды в другой;

l – расстояние между двумя точками.

Обычно отношение $\frac{h}{l}$ называется **уклоном поверхности** грунтовых вод, или **напорным градиентом**, и обозначается буквой I . Подставляя это значение, получаем $v = K_{\phi} I$. Скорость движения грунтовых вод в сравнении со скоростями течения рек относительно невелика. В песках мелкозернистых и однородных скорость движения воды характеризуется величинами 1-5 м/сут, в крупнозернистых гравийных песках до 15-20 м/сут, а в галечниках и сильно трещиноватых закарстованных известняках может достигать 100 м/сут и более.

Местами грунтовые воды, заполняя неровности водоупорного ложа, образуют **грунтовые бассейны** с горизонтальной или почти горизонтальной поверхностью. Часто наблюдается сочетание грунтового потока с грунтовым бассейном (рисунок 2.2).

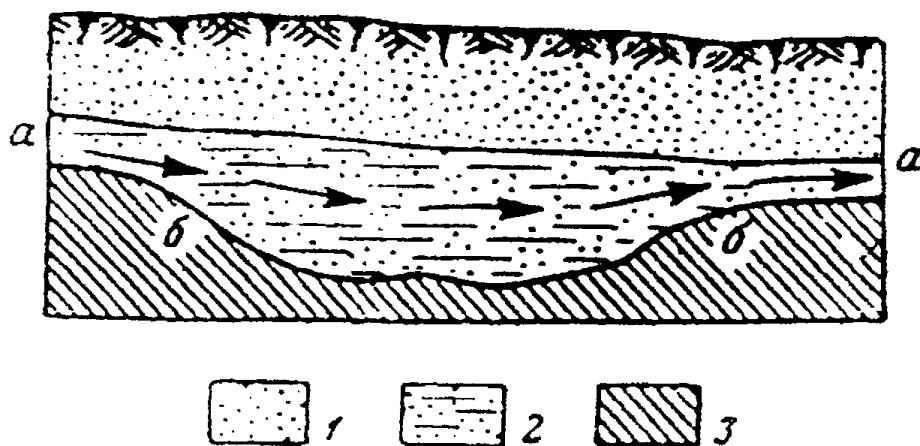


Рисунок 2.2 – Сочетание фунтового потока с грунтовым бассейном: *аа* – поверхность грунтовых вод; *бб* – граница грунтового потока с грунтовым бассейном. 1 – песок; 2 – песок водоносный; 3 – суглинок

Режим грунтовых вод

Режим грунтовых вод – их уровень, количество и качество-с течением времени меняются. Они чувствительно реагируют на изменение внешних гидрометеорологических условий, будучи тесным образом связаны с водным режимом Земли. Изменение условий питания сейчас же нарушает режим грунтовых вод. Основным ведущим фактором при этом являются климатические условия и особенно количество атмосферных осадков. В многоводные годы, когда атмосферных осадков выпадает много, уровень грунтовых вод повышается, а в маловодные годы, наоборот, понижается. Иногда колебания уровня имеют резко выраженный сезонный характер и в течение года достигают нескольких метров. При этих колебаниях некоторые слои пород периодически то заполняются водой, то осушаются.

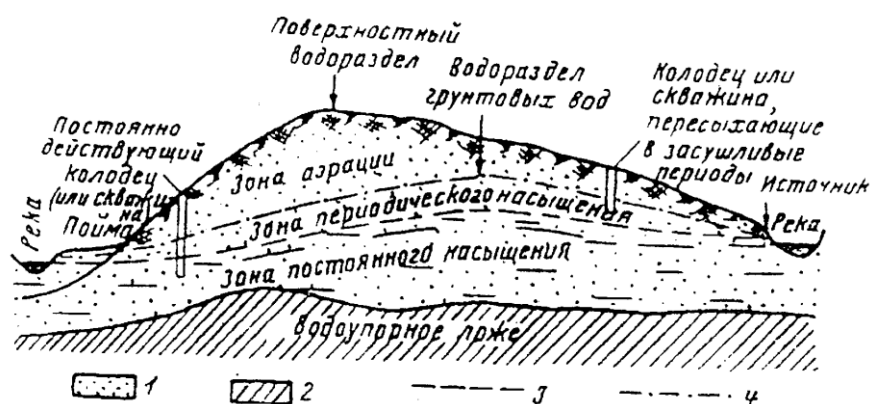


Рисунок 2.3 – Схема залегания и движения фунтовых вод в междуречном массиве:
1 – песок; 2 – суглинок; 3 – минимальный уровень грунтовых вод; 4 – максимальный уровень грунтовых вод

Таким образом, в пространстве от поверхности Земли до водоупорного ложа отчетливо выделяются 3 зоны (рисунок 2.3):

- 1) **зона аэрации**, располагающаяся над наивысшим уровнем грунтовых вод, устанавливаемом после длительного периода выпадения осадков; она никогда не бывает заполнена водой, и атмосферные осадки через неё лишь просачиваются в нижележащие зоны;
- 2) **промежуточная зона**, занимающая пространство между самым высоким уровнем грунтовых вод (включая и зону капиллярного поднятия) и самым низким уровнем их, соответствующим засушливым периодам. Эта зона характеризуется периодическим смачиванием и осушением;
- 3) **зона полного и постоянного насыщения** между наинизшим уровнем грунтовых вод и водоупорным ложем.

Вместе с изменением уровня грунтовых вод изменяется дебит источников и качество воды.

Изменение режима грунтовых вод имеет большое практическое значение при решении ряда народнохозяйственных задач, и поэтому изучению его уделяется огромное внимание.

При решении вопроса о водоснабжении какого-либо населённого пункта необходимо знать минимальный предел колебаний уровня грунтовых вод, ниже которого и следует закладывать эксплуатационные скважины и колодцы. В противном случае они будут осушены в маловодные годы.

Иначе следует подходить к оценке колебаний уровня грунтовых вод при заложении различного рода предприятий. Здесь особое значение приобретает правильная оценка возможных повышений уровня. Всякое заключение о влиянии грунтовых вод на фундаменты сооружений должно учитывать сведения о наиболее высоком стоянии грунтовых вод для данной местности.

В комплекс исследований подземных вод неотъемлемой частью входит изучение их режима во времени. Исследования сводятся к длительным (многолетним) стационарным наблюдениям над уровнем грунтовых вод, их температурой, над количеством выпадающих атмосферных осадков и температурой воздуха и над колебанием уровня воды в поверхностных водоёмах и реках, с которыми обычно связаны грунтовые воды. В настоящее время в различных районах РФ организованы и работают специальные государственные режимные станции и, кроме того, существует много ведомственных станций.

2.3 Методика построения карты прогнозной оценки динамики грунтовых вод

При построении карты прогнозной оценки динамики грунтовых вод (ПОДГВ) необходимо знать глубину залегания грунтовых вод, характер их поверхности, состояние колебания. Для этих целей и строится карта зеркала грунтовых вод. Для построения карты в скважинах замеряется уровень грунтовых вод (расстояние от поверхности земли до воды), затем скважины

наносятся на план и точки с одинаковыми отметками зеркала грунтовых вод соединяются линиями. Эти линии называются **гидроизогипсами**. На этом же плане изолиниями (**горизонталями**) вычерчивается поверхность рельефа. Разница отметок горизонталей и гидроизогипс даёт возможность определить глубину залегания грунтовых вод в любой точке данного плана.

Построение рельефа в горизонталях, зеркала грунтовых вод в гидроизогипсах, как и любой структурной поверхности в изолиниях, производится по общему принципу, который заключается в следующем.

Представим себе, что какую-либо возвышенность земной поверхности мы пересекали несколькими горизонтальными плоскостями, расположенными на равном расстоянии друг от друга. На рисунке 2.4 это плоскости P_1 , P_2 , P_3 и P_4 .

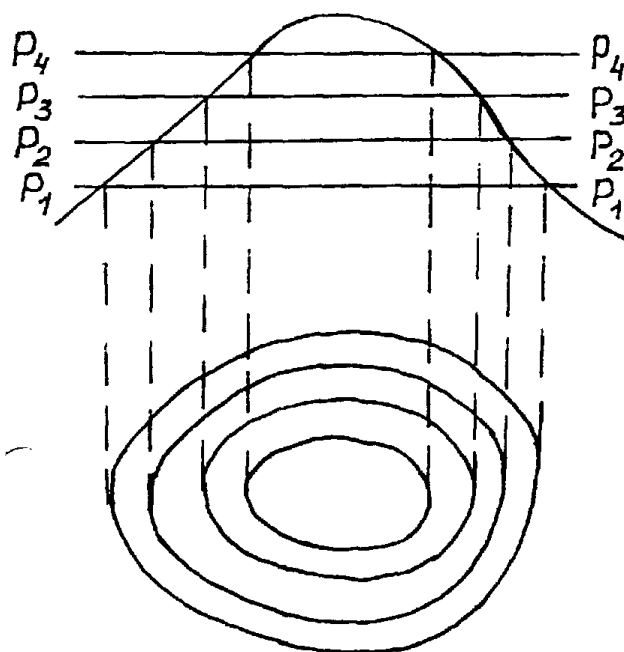


Рисунок 2.4 – Схема построения рельефа поверхности Земли.
 P_1 , P_2 , P_3 , P_4 – плоскости сечения рельефа Земли на различных гипсометрических отметках

Затем линии пересечения этих плоскостей с поверхностью рельефа спроектировали на горизонтальную плоскость. В проекции они образуют более или менее concentric замкнутые линии называемые **изолиниями**. Эти линии и будут **горизонталями**. Абсолютная отметка каждой горизонтали соответствует абсолютной отметке соответствующей плоскости (P_1 , P_2 , P_3 , P_4 и т. д.).

Расстояние между горизонталями называется **сечением горизонталей**. Оно может быть различным и зависит от того, с какой детальностью мы решили изобразить данную поверхность. В нашем случае это расстояние равно 1 м.

Практически, как было отмечено выше, при построении какой-либо структурной поверхности в горизонталях на местности измеряют абсолютные отметки ряда точек, затем они наносятся на план и точки с одинаковыми абсолютными отметками соединяются между собой.

Поскольку горизонтали строятся с определенным сечением, они должны быть проведены через все точки, отметки которых кратны данному сечению. Такие точки находятся путем интерполяции между двумя ближайшими точками.

Технику интерполяции и построение изолиний рассмотрим на примере построения карты ПОДГВ.

2.3.1 Данные для построения карты ПОДГВ

На местности пробурено 25 скважин по квадратной сетке 100×100 м. Для каждой скважины замерена альтитуда (абсолютная отметка устья скважины) и глубина залегания зеркала фунтовых вод (расстояние от поверхности земли до воды), и эти данные сведены в таблицу 2.1. Карта ПОДГВ строится в масштабе 1 : 2500 (в 1 см – 25 м) с сечением горизонталей и гидроизогипс через 1 м.

Таблица 2.1 – Данные для построения карты ПОДГВ (Вариант № 0)

Ряды скважин	Абсолютные отметки устьев скважин, м					Глубина до воды от поверхности земли, м				
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	Б ₁	Б ₂	Б ₃	Б ₄	Б ₅
1	132,1	130,6	128,0	129,5	131,0	5,2	4,0	2,5	3,0	3,3
2	129,0	127,0	125,4	126,0	128,1	3,1	1,6	0,3	0,5	1,7
3	125,5	123,8	123,8	125,8	127,5	1,2	0,1	0,0	1,1	1,4
4	123,0	122,5	123,0	125,5	127,6	0,8	0,1	0,0	1,2	1,6
5	121,4	121,8	123,0	126,0	128,1	0,3	0,1	0,3	1,7	2,5

Для построения находим абсолютную отметку зеркала грунтовых вод в каждой скважине. Для этого из альтитуды вычитаем глубину залегания воды (расстояние от земли до воды).

Пример для скважины № 1 (таблица 2.1):

$$132,1 \text{ м (A)} - 5,2 \text{ м (Б)} = 126,9 \text{ м.}$$

Скважины наносим на план. У каждой скважины дробью рядом с номером подписываем альтитуду и абсолютную отметку зеркала грунтовых вод.

Интерполяцию проводим с помощью палетки. Палетка представляет собой прямоугольный кусок кальки с начерченными на ней несколькими параллельными линиями (рисунок 2.5). При помощи палетки будем находить

равные гипсометрические отметки кратные целым числам 132, 131, 130 и т. д. Поэтому палетка в чём-то схожа и напоминает плоскости сечения рельефа P_1 , P_2 , P_3 , P_4 рисунка 2.4. Расстояние между линиями палетки обычно берут 5 мм. Для удобства использования линии палетки пронумеровывают по краям от 0 до 10.

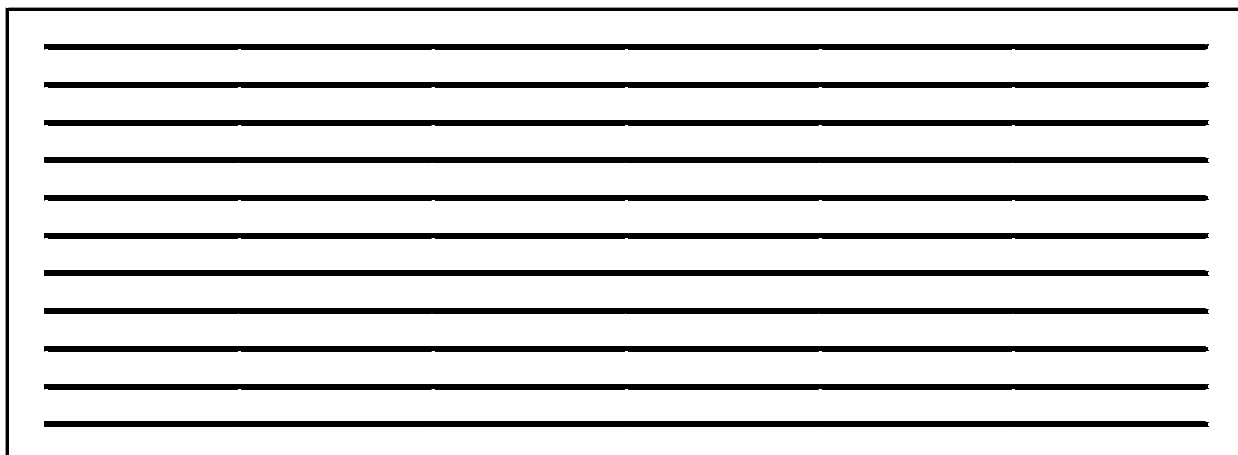


Рисунок 2.5 – Пример палетки

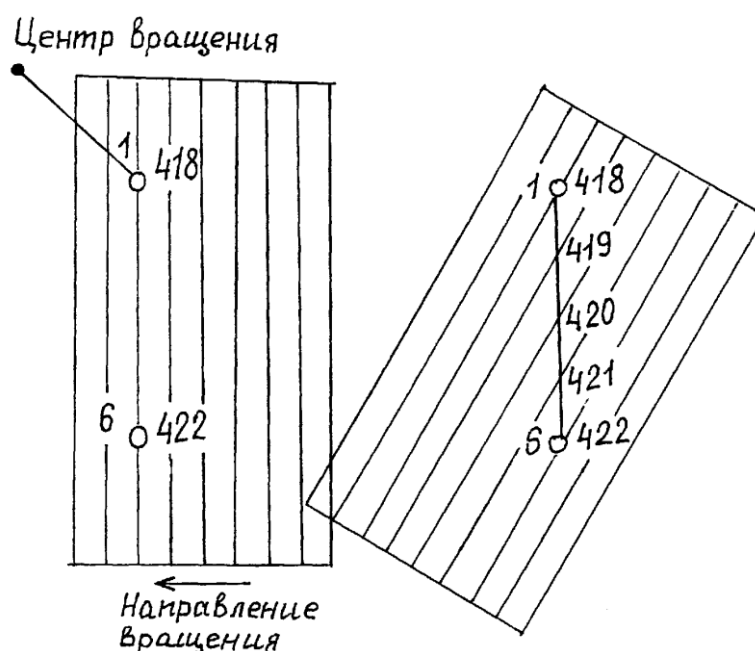


Рисунок 2.6 – Схема методики интерполяции отметок высот с целыми числами

Сначала интерполируются альтитуды и строятся горизонтали рельефа, затем интерполируются отметки зеркала и строятся гидроизогипсы.

Интерполяция проводится следующим образом. Допустим, нам нужно проинтерполировать расстояние между скважинами 1 и 6 с отметками 418 и 422 м.

Любую линию палетки совмещаем с линией 1-6 (рисунок 2.6). Поставив остриё циркуля в точку (скважину) 1 вращаем палетку на столько линий, какова разница в метрах между отметками скважин (в данном случае на 4 линии, т. е. четвёртая линия должна проходить через скважину 6). Точки пересечения линий палетки с прямой 1-6 скалываем. Они и дадут нам отметки 421, 420, 419 м.

Если отметки скважин дробные, доли метра учитываются приблизительно между линиями палетки. Допустим отметки одной из скважин 418,5, а другой – 423,3 м. Накладываем палетку таким образом, чтобы скважина оказалась посередине между линиями (рисунок 2.7). Затем вращаем её так же, как и в первом случае, но останавливаем не на пятой линии, а проводим на одну треть, так как отметка второй скважины 423,3 м.

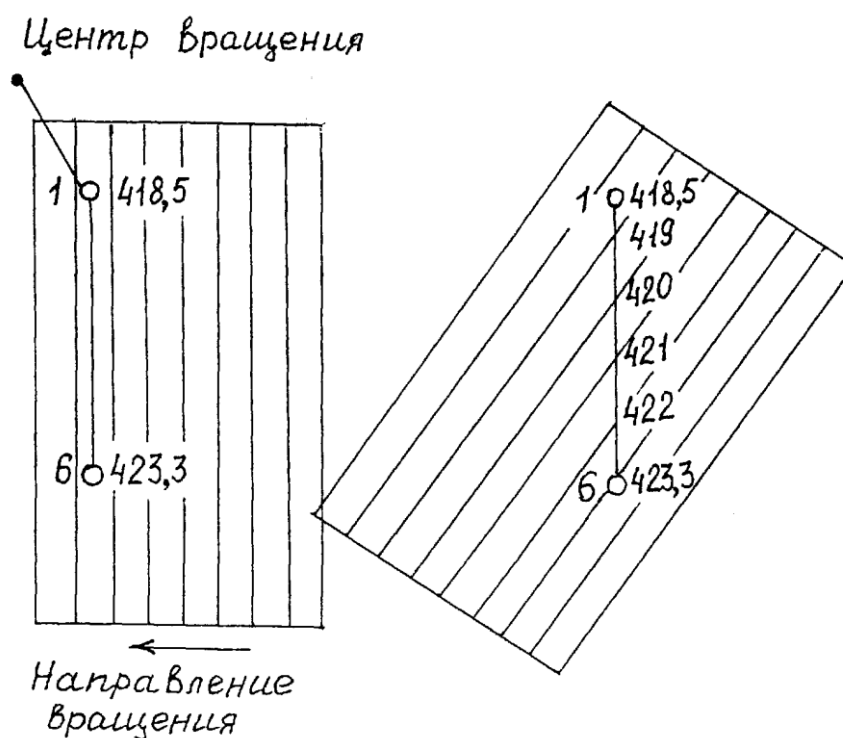


Рисунок 2.7 – Схема методики интерполяции отметок высот с дробными числами

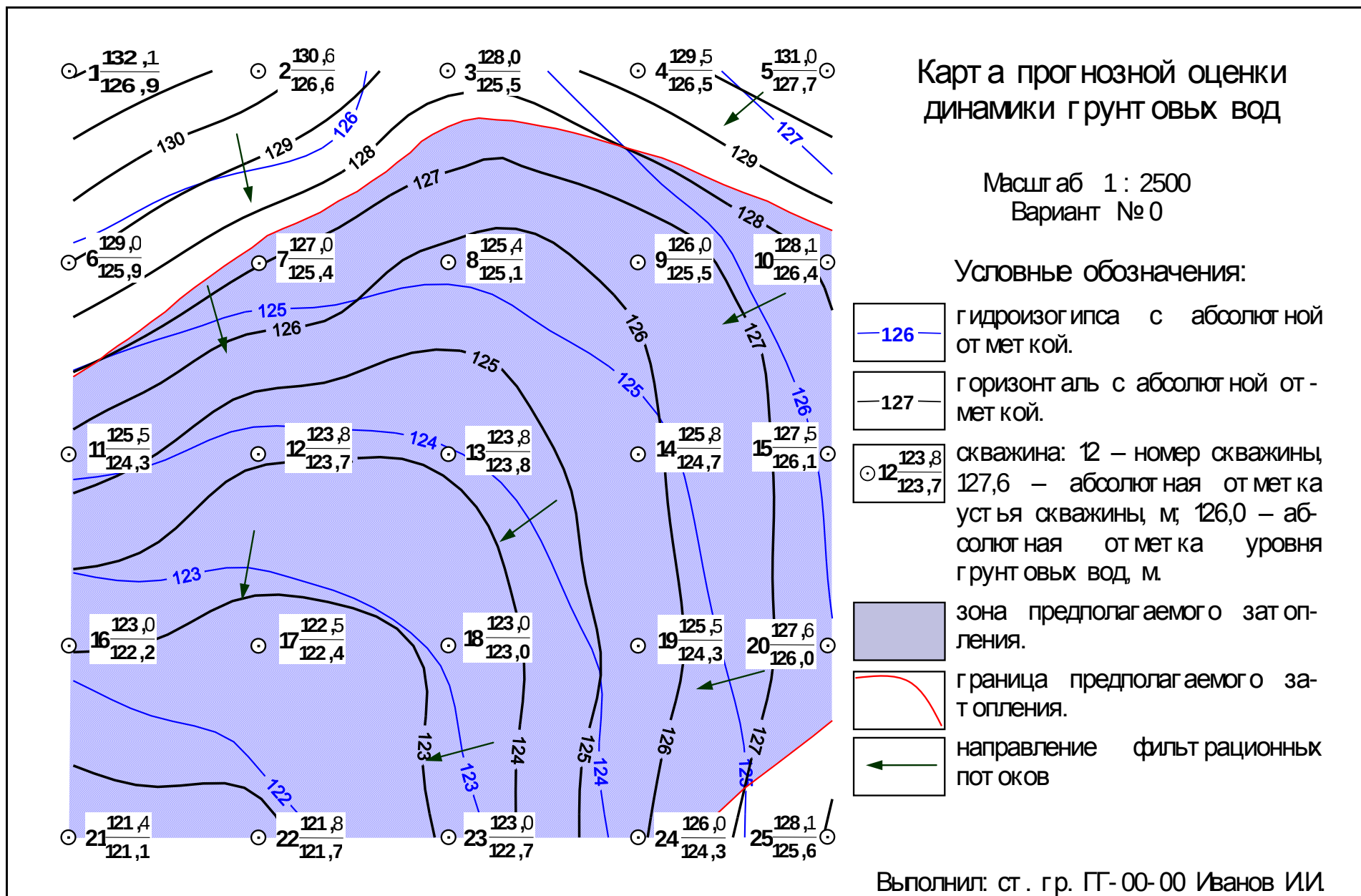


Рисунок 2.8 – Пример оформления карты прогнозной оценки динамики грунтовых вод (Вариант № 0)

Затем интерполируем расстояние между другими скважинами. Точки с одинаковыми отметками соединяем плавными кривыми линиями.

Построив рельеф, таким же образом строим гидроизогипсы. Для того чтобы горизонтали и гидроизогипсы отличались, их проводят разными линиями или разными цветами.

С помощью карты определим участок затопления при подъёме уровня грунтовых вод на 2 м. Для этого, увеличив (мысленно) отметку каждой гидроизогипсы на 2 м, смотрим, не пересеклась ли она с одноимённой горизонталью. Точки пересечения соединяем плавной кривой линией. Участок, в котором у скважин разница между альтитудой устья и абсолютной отметкой уровня грунтовых вод менее 2 м будет затапливаться – его необходимо заштриховать. Этот участок и будет зоной затопления.

Карта оформляется в карандаше или в туши с обязательным указанием названия, условных обозначений, масштаба, сечения горизонталей и исполнителя (рисунок 2.8).

Ниже приводятся исходные данные к заданиям для построения карт.

Таблица 2.2 – Данные для построения карт ПОДГВ по вариантам

Ряды скважин	Абсолютные отметки устьев скважин, м					Глубина до воды от поверхности земли, м				
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	B ₁	B ₂	B ₃	B ₄	B ₅
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Вариант № 1										
1	515,0	514,2	513,6	513,1	513,1	0,5	7,0	3,6	0,7	0,0
2	514,0	511,0	510,8	512,0	514,0	9,2	4,6	0,3	0,0	2,0
3	511,0	508,2	506,9	512,2	514,4	7,3	2,3	0,0	2,6	4,6
4	508,0	502,9	506,6	510,5	514,2	5,0	0,0	0,6	1,2	5,4
5	500,0	507,0	512,3	513,0	514,4	0,4	4,0	7,3	6,0	5,6
Вариант № 2										
1	168,0	167,1	165,9	169,6	160,0	7,9	6,6	5,7	9,4	0,0
2	167,2	166,0	164,5	161,6	163,4	5,9	4,2	3,0	0,0	1,8
3	166,2	165,1	163,2	164,0	165,2	3,7	1,7	0,0	1,2	2,0
4	165,7	164,7	164,9	165,4	166,4	1,4	0,0	0,5	0,9	2,0
5	166,0	165,0	166,2	166,8	167,6	0,0	0,4	0,5	1,5	2,4
Вариант № 3										
1	130,6	129,0	129,5	131,0	133,0	4,0	2,5	3,0	3,3	3,4
2	127,0	125,4	126,0	128,1	131,5	1,6	0,3	0,5	1,7	3,5
3	123,8	123,8	125,8	127,5	130,7	1,0	0,0	1,1	1,4	3,7
4	122,5	123,0	125,5	127,6	131,0	0,5	0,0	1,2	1,6	3,8
5	121,8	122,7	126,0	128,1	132,0	0,1	0,3	1,7	2,5	5,0
Вариант № 4										
1	123,8	123,8	125,8	127,5	130,7	0,1	0,1	1,1	1,4	3,7
2	122,5	123,0	125,5	127,6	131,0	1,1	0,0	1,2	1,6	3,8

3	121,8	123,0	126,0	128,1	132,0	0,1	0,3	1,7	2,5	5,0
4	121,6	123,2	126,3	128,3	133,3	0,2	0,5	1,9	2,6	6,4
5	121,7	123,3	126,3	129,7	133,3	0,5	0,6	2,2	4,3	6,5
Вариант № 5										
1	123,0	126,0	128,1	132,0	134,4	0,3	1,7	2,5	5,0	6,2
2	123,2	126,3	128,3	133,3	134,6	0,5	1,9	2,6	6,4	6,5
3	123,3	126,3	129,7	133,3	134,6	0,6	2,2	4,3	6,5	6,5
4	123,7	125,8	128,5	132,0	134,5	0,9	1,8	3,1	5,1	6,3
5	125,0	128,0	130,2	133,3	135,5	1,8	2,9	3,6	5,3	7,0
Вариант № 6										
1	129,5	131,0	133,0	135,2	136,8	3,0	3,3	3,4	5,7	6,2
2	126,0	128,1	131,5	134,2	136,3	0,5	1,7	3,5	5,1	6,0
3	125,8	127,5	130,7	133,7	135,7	1,2	1,4	3,7	5,0	6,0
4	125,5	127,7	131,0	134,1	135,8	1,2	1,6	3,8	5,7	6,5
5	126,0	128,1	132,0	134,4	135,6	1,7	2,5	5,0	6,2	6,5
Вариант № 7										
1	135,6	134,4	132,4	127,5	121,2	7,9	6,2	5,7	2,9	0,2
2	136,2	134,5	132,5	128,0	123,8	7,6	6,4	5,8	3,0	1,8
3	134,6	133,0	130,5	127,0	123,6	6,6	6,0	4,4	3,0	1,6
4	127,5	128,5	127,0	124,0	122,0	2,0	2,9	2,6	1,1	1,0
5	128,0	123,7	123,5	121,6	119,0	2,7	0,4	0,8	0,6	0,0
Вариант № 8										
1	515,0	514,2	513,6	513,1	513,3	0,5	7,0	3,6	0,7	0,0
2	514,0	511,0	510,8	512,0	514,0	9,2	4,6	0,3	0,0	2,0
3	511,0	508,2	506,9	512,2	514,4	7,3	2,9	0,0	2,0	4,6
4	508,0	502,9	506,6	510,5	514,2	5,0	0,0	0,6	1,9	5,4
5	500,0	507,0	512,3	513,0	514,4	0,0	4,0	7,3	6,0	5,6
Вариант № 9										
1	131,3	132,8	132,1	130,6	129,0	5,0	5,0	5,2	4,0	2,5
2	129,0	130,0	129,0	127,0	127,4	3,7	4,0	3,1	1,6	0,3
3	125,0	126,6	125,5	123,8	123,8	1,1	2,2	1,2	0,1	0,0
4	121,2	122,7	123,0	122,5	123,0	0,2	0,7	0,8	0,1	0,0
5	120,2	121,0	121,4	121,8	123,0	0,2	0,2	0,3	0,1	0,3
Вариант № 10										
1	132,8	132,1	130,6	129,0	129,5	5,0	5,2	4,0	2,5	3,0
2	130,0	129,0	127,0	125,4	126,0	4,0	3,1	1,6	0,3	0,5
3	126,6	125,5	123,8	123,8	125,8	2,2	1,2	од	0,0	1,1
4	122,7	123,0	122,5	123,0	125,5	0,7	0,8	0,1	0,0	1,2
5	121,0	121,4	121,8	123,0	126,0	0,2	0,3	0,1	0,8	1,7
Вариант № 11										
1	135,6	134,4	132,5	127,5	121,5	9,9	7,2	3,9	1,9	3,3
2	136,2	134,5	132,5	128,0	123,8	2,1	8,5	5,5	0,6	3,3

3	134,6	133,0	130,5	127,0	123,6	9,3	8,8	5,4	2,9	1,5
4	129,5	128,5	127,0	124,0	122,0	9,3	6,5	4,3	1,5	0,3
5	128,5	123,7	123,5	121,6	119,0	10,0	4,3	3,2	1,4	1,1
Вариант № 12										
1	255,1	254,1	250,1	249,0	246,0	2,6	2,9	2,0	2,0	0,0
2	255,8	255,0	254,3	253,0	250,0	2,6	3,0	3,0	2,6	2,0
3	257,4	256,0	255,6	254,4	252,4	4,2	3,5	3,9	3,2	2,7
4	258,6	257,4	256,2	254,5	252,5	4,8	4,4	4,3	3,4	2,8
5	256,6	255,7	254,6	253,0	250,5	4,5	4,1	3,6	3,0	1,4
Вариант № 13										
1	134,1	132,6	131,0	131,5	133,0	7,2	6,6	4,5	5,0	5,3
2	131,0	129,0	127,4	128,0	130,1	5,1	3,6	2,3	2,5	3,7
3	127,5	125,8	125,8	127,8	129,5	3,2	2,1	2,0	3,1	3,4
4	125,0	124,5	125,0	127,5	129,6	2,8	2,1	2,0	3,2	3,6
5	123,4	123,8	125,0	128,0	130,1	2,3	2,1	2,3	3,7	4,5
Вариант № 14										
1	134,8	134,1	131,0	124,0	126,5	5,8	6,0	4,6	1,0	2,3
2	135,1	134,1	130,0	129,0	123,6	5,6	5,9	4,0	5,0	0,5
3	135,8	135,0	134,3	133,1	130,0	5,6	6,0	6,0	5,6	5,0
4	137,4	136,0	135,6	134,4	132,4	7,2	6,5	7,9	6,2	5,7
5	138,6	137,4	136,2	134,5	132,5	7,8	7,4	7,3	6,4	5,8
Вариант № 15										
1	125,8	127,5	130,7	133,7	135,7	1,1	1,4	3,7	5,0	6,0
2	125,5	127,6	131,0	134,1	135,8	1,2	1,6	3,8	5,7	6,5
3	126,0	128,1	132,0	134,4	135,6	1,7	2,5	5,0	6,2	6,5
4	126,3	126,3	133,3	134,6	135,8	1,9	2,6	6,4	6,5	7,0
5	126,3	129,7	133,3	134,6	136,2	2,2	4,3	6,5	6,5	7,5
Вариант № 16										
1	134,5	132,5	128,0	123,8	121,0	6,4	5,8	3,0	1,8	0,2
2	133,0	130,5	127,0	123,6	120,6	6,0	4,4	3,0	1,6	0,6
3	128,5	127,0	124,0	122,0	119,6	2,9	2,6	1Д	1,0	0,6
4	123,7	123,5	121,6	119,0	117,2	0,4	0,8	0,6	0,0	0,1
5	122,6	120,8	118,9	117,6	115,9	0,6	0,0	0,0	0,2	0,7
Вариант № 17										
1	135,8	135,0	134,3	133,1	130,0	5,6	6,0	6,0	5,6	5,0
2	137,4	136,0	135,6	134,4	132,4	7,2	6,5	7,9	5,2	5,7
3	138,6	137,4	136,2	134,5	132,5	7,8	7,4	7,3	6,4	5,8
4	136,6	135,7	134,6	133,0	130,6	7,5	7,1	6,6	6,0	4,4
5	134,7	133,7	127,5	128,5	127,0	6,7	6,6	2,0	2,9	2,6
Вариант № 18										
1	434,6	431,6	428,3	423,5	423,6	12,6	10,5	9,3	8,0	8,6
2	434,0	430,0	427,0	423,6	425,1	10,0	6,8	5,0	4,1	7,6

3	433,0	428,7	425,9	425,6	430,1	7,0	3,7	1,9	3,1	10,1
4	433,0	429,3	427,0	429,5	432,1	4,8	1,0	0,6	4,5	9,0
5	434,6	432,0	430,0	431,8	433,1	3,2	0,6	1,0	3,8	8,6
Вариант № 19										
1	129,5	131,0	133,0	135,2	136,8	3,0	3,3	3,4	5,7	6,7
2	126,0	128,1	131,5	134,2	136,3	0,5	1,7	3,5	5,1	6,0
3	125,8	127,5	130,7	133,7	135,7	1,1	1,4	3,7	5,0	6,0
4	125,5	127,6	131,0	134,1	135,8	1,2	1,6	3,8	5,7	6,5
5	126,0	128,1	132,0	134,4	135,6	1,7	2,5	5,0	6,2	6,5
Вариант № 20										
1	439,6	429,6	426,3	423,5	421,6	12,6	10,5	9,3	8,0	8,6
2	432,0	428,0	425,0	421,6	423,1	10,0	6,8	5,0	4,1	7,6
3	431,0	426,7	423,9	423,6	428,1	7,0	3,7	1,9	3,1	10,1
4	431,0	427,3	425,0	427,5	430,1	4,8	1,0	0,6	4,5	9,0
5	432,6	430,0	428,0	429,8	431,1	3,2	0,6	1,0	3,8	8,6
Вариант № 21										
1	135,6	134,4	132,4	127,5	121,2	7,9	6,2	5,7	2,9	0,2
2	136,2	134,5	132,5	128,0	123,8	7,3	6,4	6,8	3,0	1,8
3	134,6	133,0	130,5	127,0	123,6	6,6	6,0	4,4	3,0	1,6
4	129,5	128,5	127,0	124,0	122,0	2,0	2,9	2,6	1,0	1,0
5	128,0	123,7	123,5	121,6	119,0	2,7	0,4	0,8	0,6	0,0
Вариант № 22										
1	422,6	419,5	416,3	413,5	411,6	12,6	10,5	9,3	8,0	8,6
2	422,0	418,0	415,0	411,6	413,1	10,0	6,8	5,0	4,1	7,6
3	421,0	416,7	413,9	413,6	418,1	7,0	3,7	1,9	3,1	10,1
4	421,0	417,3	415,0	417,5	420,1	4,8	1,0	0,6	4,5	9,0
5	422,6	420,0	418,0	419,8	422,0	3,2	0,6	1,0	3,8	8,6
Вариант № 23										
1	425,6	422,5	419,3	416,5	414,6	12,6	10,5	9,3	8,0	8,6
2	425,0	421,0	418,0	414,6	416,1	10,0	6,8	5,0	4,1	7,6
3	425,0	419,7	416,9	416,6	421,1	7,0	3,7	1,9	3,1	10,1
4	425,0	420,3	418,0	420,5	423,1	4,8	1,0	0,6	4,5	9,0
5	425,6	423,0	421,0	422,8	425,0	3,2	0,6	1,0	3,8	8,6
Вариант № 24										
1	418,6	415,5	412,3	409,5	407,6	12,6	10,5	9,3	8,0	8,6
2	418,0	414,0	411,0	409,6	409,1	10,0	6,8	5,0	4,1	7,6
3	417,0	412,7	409,9	409,6	414,1	7,0	3,7	1,9	3,1	10,1
4	417,0	413,3	411,0	413,5	416,0	4,8	1,0	0,6	4,5	9,0
5	418,6	416,0	414,0	415,8	418,0	3,2	0,6	1,0	3,8	8,6
Вариант № 25										
1	419,4	416,6	413,4	410,5	408,5	12,4	10,4	9,4	8,0	8,5
2	419,2	415,0	412,2	408,6	410,1	10,2	6,8	5,2	4,1	7,6

3	418,1	413,8	410,9	410,6	415,0	7,1	3,8	1,9	3,1	10,0
4	418,1	414,0	412,0	414,4	417,0	4,9	1,6	0,5	4,4	9,0
5	419,7	417,1	415,2	415,9	419,0	3,3	0,5	1,2	3,9	8,5
Вариант № 26										
1	417,6	414,5	411,3	408,5	406,6	12,4	10,5	0,2	6,1	8,5
2	417,0	413,0	410,0	406,6	408,1	10,2	6,6	4,9	4,2	7,5
3	416,0	411,7	408,9	408,6	413,1	7,2	3,5	1,8	3,2	10,1
4	416,0	412,3	410,0	410,5	415,0	4,6	1,2	0,6	4,4	9,2
5	417,6	415,0	413,0	414,8	417,0	3,0	0,4	1,0	3,8	8,6
Вариант № 27										
1	414,6	411,5	408,3	405,5	403,6	12,5	10,4	9,2	8,1	8,5
2	414,0	410,0	407,0	403,6	405,1	10,1	6,7	5,0	4,0	7,5
3	413,0	408,7	405,9	405,6	410,1	7,1	3,7	1,9	3,1	10,0
4	413,0	409,3	407,0	409,5	412,0	4,9	1,0	0,5	4,4	9,0
5	414,6	412,0	410,0	411,8	414,0	3,1	0,6	1,0	3,8	8,5
Вариант № 28										
1	430,6	427,5	424,3	421,5	419,6	12,6	10,5	9,3	8,0	8,6
2	430,6	426,0	423,0	419,6	421,1	10,0	6,8	5,0	4,1	7,6
3	429,0	424,7	421,9	421,6	426,1	7,0	3,7	1,9	3,1	10,0
4	429,0	425,3	423,0	425,5	428,0	4,8	1,0	0,6	4,5	9,0
5	430,0	428,0	426,0	427,8	430,0	3,2	0,6	1,0	3,8	8,6
Вариант № 29										
1	427,6	424,5	421,3	418,5	416,6	12,7	10,5	9,3	8,1	8,5
2	427,0	423,0	420,0	416,6	418,1	10,1	6,7	5,1	4,0	7,6
3	426,0	421,7	418,9	418,6	423,1	7,2	3,7	1,8	3,1	10,2
4	426,0	422,3	420,0	422,5	425,1	4,8	1,0	0,6	4,5	9,1
5	427,6	425,0	423,0	424,8	427,0	3,3	0,5	1,0	3,9	8,6
Вариант № 30										
1	420,6	417,5	414,3	411,5	409,6	12,6	10,5	9,3	8,0	8,6
2	420,0	416,0	413,0	409,6	411,1	10,0	6,8	5,0	4,1	7,6
3	419,0	414,7	411,9	411,6	416,1	7,0	3,7	1,9	3,1	10,1
4	419,0	415,3	413,0	415,5	418,0	4,8	1,0	0,6	4,5	9,0
5	420,6	418,0	416,0	417,8	420,0	3,2	0,6	1,0	3,8	8,6
Вариант № 31										
1	431,6	428,5	425,3	422,5	420,6	12,7	10,5	9,3	8,1	8,5
2	431,0	427,0	424,0	420,6	422,1	10,1	6,7	5,1	4,0	7,6
3	430,0	425,7	422,9	422,6	427,1	7,2	3,7	1,8	3,1	10,2
4	430,0	426,3	424,0	426,5	429,1	4,8	1,0	0,6	4,5	9,1
5	431,6	429,0	427,0	428,8	431,0	3,3	0,5	1,0	3,9	8,6
Вариант № 32										
1	423,6	420,5	417,3	414,5	412,6	12,6	10,5	9,3	8,0	8,6
2	423,0	419,0	416,0	412,6	414,1	10,0	6,8	5,0	4,1	7,6

3	422,0	417,7	414,9	414,6	419,1	7,0	3,7	1,9	3,1	10,1
4	422,0	418,3	416,0	418,5	421,1	4,8	1,0	0,6	4,5	9,0
5	423,6	427,0	419,0	420,8	423,0	3,2	0,6	1,0	3,8	8,6
Вариант № 33										
1	126,6	125,9	123,8	123,9	125,8	2,2	2,2	0,1	0,0	1,1
2	122,7	123,0	122,5	123,0	125,5	0,7	1,2	0,1	0,0	1,2
3	121,0	121,4	121,8	123,0	126,0	0,2	0,3	0,1	0,3	1,7
4	120,6	120,7	121,6	123,2	126,3	0,6	0,2	0,2	0,5	1,9
5	119,6	120,3	121,7	123,3	126,3	0,6	0,2	0,5	0,6	2,9
Вариант № 34										
1	415,6	412,5	409,3	406,5	404,6	12,7	10,5	9,3	8,1	8,5
2	415,0	411,0	408,0	404,6	406,1	10,1	6,7	5,1	4,0	7,6
3	414,0	409,7	406,9	406,6	411,1	7,2	3,7	1,8	3,1	10,2
4	414,0	410,3	408,0	410,5	413,0	4,8	1,0	0,6	4,5	9,1
5	415,6	413,0	411,0	412,8	415,0	3,3	0,5	1,0	3,9	8,6
Вариант № 35										
1	168,0	167,1	165,9	163,6	160,0	7,9	6,6	5,7	3,4	0,0
2	167,2	166,0	164,5	161,6	163,4	5,9	4,2	3,0	0,0	1,8
3	166,2	165,1	163,2	164,0	165,2	3,7	1,7	0,0	1,2	2,2
4	165,7	164,9	164,9	165,4	166,4	1,3	0,0	0,5	0,9	2,0
5	166,0	165,6	166,2	166,8	167,6	0,0	0,2	0,6	2,3	2,4
Вариант № 36										
1	168,0	167,1	165,9	163,6	160,0	4,7	5,2	5,5	5,5	5,3
2	167,2	166,0	164,5	161,6	163,4	2,8	4,0	5,4	5,5	4,1
3	166,2	165,1	163,2	164,0	165,2	0,6	1,5	1,6	3,3	2,1
4	165,7	164,9	164,9	165,4	166,4	0,2	0,7	0,9	1,2	0,8
5	166,0	165,6	166,2	166,8	167,6	0,0	0,5	0,5	0,6	0,9
Вариант № 37										
1	135,1	135,4	135,6	135,6	135,5	4,7	5,2	5,5	5,5	5,3
2	132,0	133,0	134,3	134,3	133,0	2,8	4,0	5,4	5,5	4,1
3	128,6	129,1	129,3	130,7	129,5	0,6	1,5	1,6	3,3	2,1
4	126,5	120,0	127,3	127,3	126,8	0,2	0,7	0,9	1,2	0,8
5	125,0	125,0	125,2	125,3	125,7	0,0	0,5	0,5	0,6	0,9
Вариант № 38										
1	135,1	135,4	135,6	135,6	135,5	7,9	6,6	5,7	3,4	0,0
2	132,0	133,0	134,3	134,3	133,0	5,9	4,2	3,0	0,0	1,8
3	128,6	129,1	129,3	130,7	129,5	3,7	1,7	0,0	1,2	2,2
4	126,5	120,0	127,3	127,3	126,8	1,8	0,0	0,5	0,9	2,0
5	125,0	125,0	125,2	125,3	125,7	0,0	0,2	0,6	2,3	2,4
Вариант № 39										
1	415,6	412,5	409,3	406,5	404,6	2,2	2,2	0,1	0,0	1,1
2	415,0	411,0	408,0	404,6	406,1	0,7	1,2	0,1	0,0	1,2

3	414,0	409,7	406,9	406,6	411,1	0,2	0,3	0,1	0,3	1,7
4	414,0	410,3	408,0	410,5	413,0	0,6	0,2	0,2	0,5	1,9
5	415,6	413,0	411,0	412,8	415,0	0,6	0,2	0,5	0,6	2,9
Вариант № 40										
1	126,6	125,9	123,8	123,9	125,8	12,6	10,5	9,3	8,0	8,6
2	122,7	123,0	122,5	123,0	125,5	10,0	6,8	5,0	4,1	7,6
3	121,0	121,4	121,8	123,0	126,0	7,0	3,7	1,9	3,1	10,1
4	120,6	120,7	121,6	123,2	126,3	4,8	1,0	0,6	4,5	9,0
5	119,6	120,3	121,7	123,3	126,3	3,2	0,6	1,0	3,8	8,6

Лабораторная работа № 3

«Определение гидрогеологических параметров артезианского водоносного горизонта в естественных условиях»

Цель занятий: закрепить теоретические знания по инженерной геологии и познакомиться с методикой определения коэффициента фильтрации, используя данные полевых инженерно-геологических исследований.

Задание. Для определения гидрогеологических параметров артезианского водоносного горизонта был заложен куст скважин, состоящий из центральной и двух наблюдательных скважин, расположенных в плане на одной на расстояниях соответственно L_1 и L_2 от центральной. Всеми скважинами под слоем водоупорных глин вскрыты водоносные пески на полную мощность m . При этом пьезометрический уровень установился ниже поверхности земли. Из центральной скважины производилась откачка воды с определением дебита q , а в наблюдательных скважинах замерялись понижения уровней S_1 и S_2 . Используя приведенные ниже результаты замеров, постройте схему и определите коэффициент фильтрации песков, коэффициент водопроводимости водоносного слоя и радиус влияния.

3.1 Определения коэффициента фильтрации горных пород в условиях их естественного залегания

Величина коэффициента фильтрации определяется большим или меньшим сопротивлением воды через грунт. Само же сопротивление зависит от степени шероховатости стенок канала, по которому движется вода, и главным образом от размера канала. С уменьшением сечения трубки сопротивление течению воды в ней возрастает чрезвычайно быстро. Этим объясняется исключительно малая водопроницаемость глин, обладающих исключительно малыми размерами пор. Очевидно, что по этой же причине степень водопроницаемости песков будет возрастать с увеличением их крупности и однородности. При неоднородном составе песка поры, образуемые грубыми частицами, в большей или меньшей степени могут заполняться мелкими фациями. В таком случае коэффициент фильтрации грунта будет

обуславливаться размером пор более мелкого заполняющего материала, так чистый галечник характеризуется исключительно высоким коэффициентом фильтрации. Вместе с тем коэффициент фильтрации галечника с порами, заполненными песком может оказаться нередко даже меньше коэффициента фильтрации самого заполнителя. Очевидно также значение окатанности зерен, способствующих образованию гладких поверхностей и степени плотности песка (пористости), которая играет немаловажную роль в водопроводимости пород. С увеличением плотности воды при более низких температурах вязкость её возрастает, и сопротивление движению воды по порам увеличивается. Это обстоятельство приводит к уменьшению скорости фильтрации и соответствующему (фиктивному) уменьшению коэффициента фильтрации грунта. Совершенно очевидно, что учет возможного воздействия на величину коэффициента фильтрации большого числа многообразных факторов достоверным образом может быть установлен лишь опытами в поле.

При определении коэффициента фильтрации в полевых условиях встречаются два случая:

1. Коэффициент определяется для водоносных грунтов.
2. Коэффициент определяется для грунтов, не насыщенных водой.

В первом случае определение коэффициента фильтрации производится откачкой воды из скважин, во втором – заливом водой скважин.

3.2 Определение коэффициента фильтрации методом откачки воды из скважин

Для определения коэффициента фильтрации методом откачки воды из скважин на опытном участке бурят скважину надлежащей глубины. Внутри скважины опускают фильтр – перфорированную трубу, обмотанную проволокой и латунной сеткой. Пространство между фильтром и внешней обсадкой трубы обычно заполняют гравием, после чего обсадную трубу приподнимают на ту или иную высоту (при откачке воды из гравелистых грунтов или из галечников гравийной обсыпки фильтра не устраивают). Затем во внутреннюю трубу опускают всасывающую трубу насоса, который откачивает воду из скважины.

В зависимости от требуемой точности определения коэффициента фильтрации иногда достаточно откачки из одной скважины (гидрогеологическая выработка) в других случаях вокруг выработки, из которой производится откачка (центральной), располагают крестообразно (на одном, двух, трех и четырех лучах) несколько наблюдательных скважин. Последние нужны для наблюдения за изменением уровня воды в том или ином удалении от центральной выработки при откачке. В этом случае говорят уже об опытном кусте или опытном узле скважин.

Если производительность насоса (что тоже расход q) постоянна, то степень понижения воды в выработке при постоянной мощности водоносного слоя и всех прочих равных условиях зависит от величины коэффициента

фильтрации породы. Чем меньше коэффициент (K_ϕ), тем большего понижения можно достигнуть при некоторой производительности насоса. Зависимость эта вполне закономерна. Следовательно, представляется возможным установить водопроницаемость породы, определив её коэффициент фильтрации (K_ϕ) путем опытного установления зависимости понижения (S) воды в гидрогеологической выработке от того или иного дебита (q) при откачке.

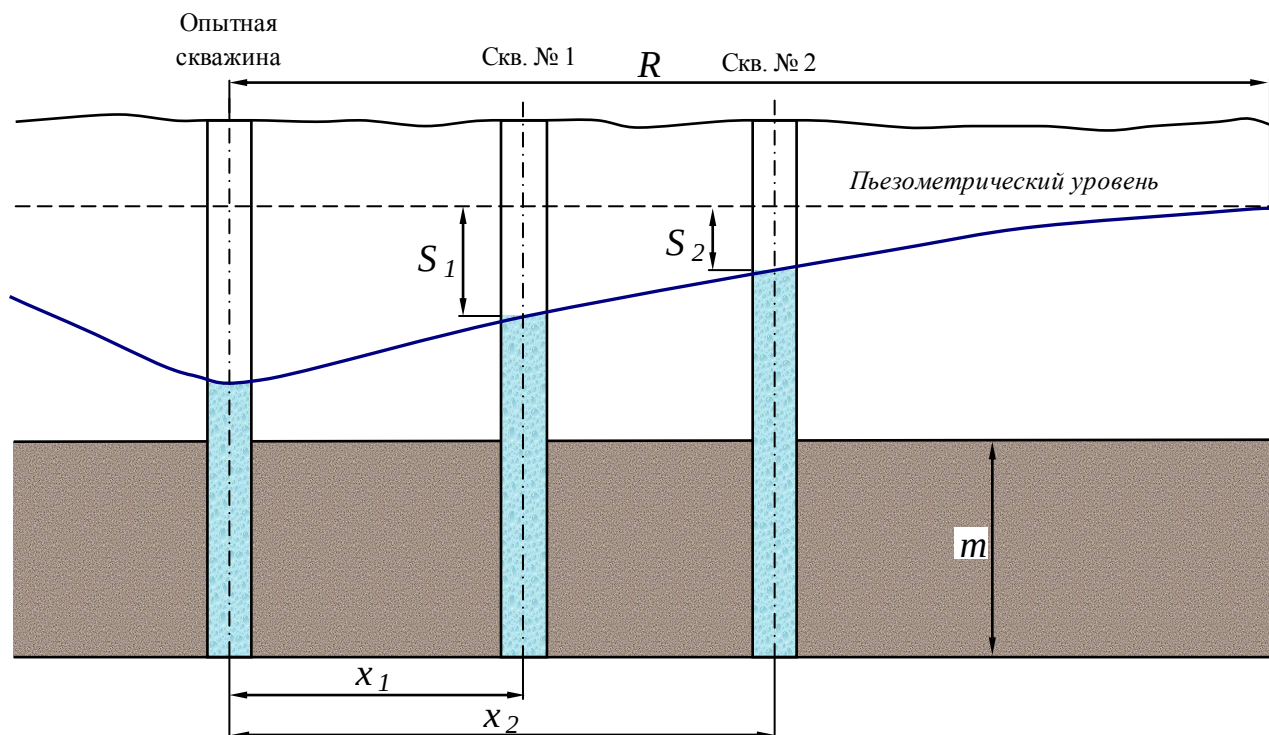


Рисунок 3.1 – Расчетная схема по определению коэффициента фильтрации в полевых условиях методом откачки воды из выработок

При откачке воды из центральной выработки (рисунок 3.1) вокруг неё в водоносном горизонте определяется понижение уровня воды (**депрессионная воронка**). В сечении с вертикальной плоскостью эта криволинейная поверхность дает кривую, которая называется **депрессионной кривой** и характеризуется переменным значением гидравлического градиента

$$I_x = \frac{dy}{dx}.$$

Чем дальше мы отходим от центральной выработки, тем меньше понижения уровня в наблюдательных скважинах. Расстояние от центральной выработки до скважины, где влияние её откачки становится практически незаметным, соответствует радиусу депрессии или влияния R .

Величина R зависит от водопроницаемости породы K_ϕ , мощности водоносного пласта H и понижения в центральной скважине S . Зависимость

радиуса R от этих факторов при установившейся длительной откачке. Режим подземного тока может быть охарактеризован эмпирической формулой П. И. Кусакина:

$$R = 575SHK_{\phi}, \quad (3.1)$$

в которую значения S , R и H подставляются в м, а K_{ϕ} – в м/с.

Для мелкозернистых песков радиус депрессии в обычных условиях испытания измеряется обычно величиной 100-200, для более крупных увеличивается до 200-400, а для крупнозернистых превышает 400-600м.

При небольшом уклоне подземного потока депрессионная поверхность имеет форму цилиндрической воронки с вертикальной осью, совпадающей с осью выработки (рисунок 3.1) Радиус этой воронки обозначим через R . На расстоянии x от центра выработки мощность (глубина) потока равна y .

Общее сечение потока W_x , через которое вода поступает к выработке, в данном случае представлено боковой поверхностью цилиндра с радиусом основания x и высотой y .

Следовательно:

$$W_x = 2\pi xy. \quad (3.2)$$

Общее выражение для определения дебита грунтового потока имеет следующий вид:

$$q = WK_{\phi}I_x \quad (3.3)$$

или в условиях нашей задачи, по Дюпюи:

$$q = 2\pi xyK_{\phi} \frac{dy}{dx}. \quad (3.4)$$

При мощности водоносного горизонта H и понижения уровня воды S в центральной выработке остается еще слой воды глубиной:

$$h = H - S. \quad (3.5)$$

Для определения q необходимо выражение (3.4) проинтегрировать в соответствующих пределах x и y . Пределы x – радиус скважины и радиус кривой депрессии R ; нижний предел y – глубина воды в скважине h и верхний предел – мощность грунтового потока H .

Проинтегрировав в указанных пределах выражение (3.4), получим

$$Q = \pi K_{\phi} \frac{H^2 - h^2}{\ln R - \ln r}, \quad (3.6)$$

решив которое относительно фильтрации K_{ϕ} , найдем

$$K_{\phi} = q \frac{\ln R - \ln r}{\pi(H^2 - h^2)}. \quad (3.7)$$

В другом, более обычном выражении, принимая $S = H - h$, получим

$$K_{\phi} = q \frac{\ln R - \ln r}{\pi(2H - S)S}. \quad (3.8)$$

Следовательно, первая задача при полевом определении коэффициента фильтрации опытной откачкой заключается в установлении зависимости понижения S воды в скважине от её расхода. Откачка при этом должна быть достаточно длительной, чтобы достигнуть установившегося движения грунтовой воды.

Величина радиуса депрессии при отсутствии опытных полевых данных устанавливается на основе лабораторных или литературных сведений. Благодаря тому, что в основную формулу для определения коэффициента фильтрации R входит в виде $\ln R$, даже сравнительно значительная ошибка в определении радиуса депрессии не влечет за собой особых погрешностей при подсчете коэффициента фильтрации.

В опытной откачке зависимость $S = f(q)$ для уточнения результатов определения K_{ϕ} устанавливается при различных понижениях воды в центральной выработке, причем глубина понижения должна быть не менее 1 м.

Гораздо более надежные результаты при определении коэффициента фильтрации могут быть получены, если помимо основной (центральной) имеются также и наблюдательные скважины. В этом случае в формулы для определения K_{ϕ} радиус депрессии не входит, чем устраняется известная неопределенность.

При откачке из центральной скважины и наличии двух наблюдательных скважин на одном луче для установления коэффициента фильтрации K_{ϕ} пользуются следующими выражениями (рисунок 3.1):

$$K_{\phi} = \frac{q}{\pi} \frac{\ln x_2 - \ln x_1}{y_2^2 - y_1^2} \quad (3.9)$$

или

$$K_{\phi} = \frac{q}{\pi} \frac{\ln x_2 - \ln x_1}{(2H - S_1 - S_2)(S_1 - S_2)}, \quad (3.10)$$

где x_1 и x_2 – расстояние от первой (более близкой к центрально) и второй (более удаленной) до центральной выработки;

y_1 и y_2 – глубина воды в этих скважинах,

S_1 и S_2 – соответственно стационарные понижения, достигнутые в скважинах при откачке воды из центральной выработки.

Все приведенные выше формулы относятся только к случаю грунтовых вод (безнапорных вод со свободной поверхностью) и заглубления центральной выработки до водоупорного пласта (совершенный колодец).

В гидрогеологической практике используются соответствующие зависимости и для напорных вод. Ниже приводятся два выражения для определения коэффициента фильтрации водоносного напорного горизонта мощностью m при одной геологической выработке:

$$K_{\phi} = q \frac{\ln R - \ln r}{2\pi m(H - h)}; \quad (3.11)$$

или

$$K_{\phi} = q \frac{\ln R - \ln r}{2\pi mS}, \quad (3.12)$$

где H и h – превышение пьезометрического уровня над поверхностью водоупора (по оси выработки) соответственно в естественных условиях и при откачке.

Следовательно, расход в выработке в случае безнапорных вод изменяется пропорционально квадрату понижения, в то время как в случае напорного водоносного слоя дебит выработки изменяется пропорционально понижению воды в первой степени.

Как уже было отмечено, все приведенные выражения относятся к тому случаю, когда движение грунтовых вод совершается в соответствии с законом Дарси. Наряду с этим имеется ряд формул для определения коэффициентов фильтрации пород, в которых движение воды подчиняется уравнению А. А. Краснопольского, т. е. для трещиноватых скальных пород и т.п. имеются также формулы для определения коэффициента фильтрации слоистых толщ, сложенных пластами с различной водопроницаемостью.

3.3 Определение коэффициента фильтрации методом анализа воды в горные выработки

В некоторых случаях приходится определять коэффициент фильтрации пород, залегающих выше уровня грунтовых вод. При таких обстоятельствах найти (K_{ϕ}) методом откачки невозможно и определение коэффициента фильтрации путем свободного налива или нагнетания воды в центральную выработку и наблюдения за повышением уровня воды в наблюдательных скважинах в зависимости от расхода q и напора нагнетаемой воды (рисунок 3.2).

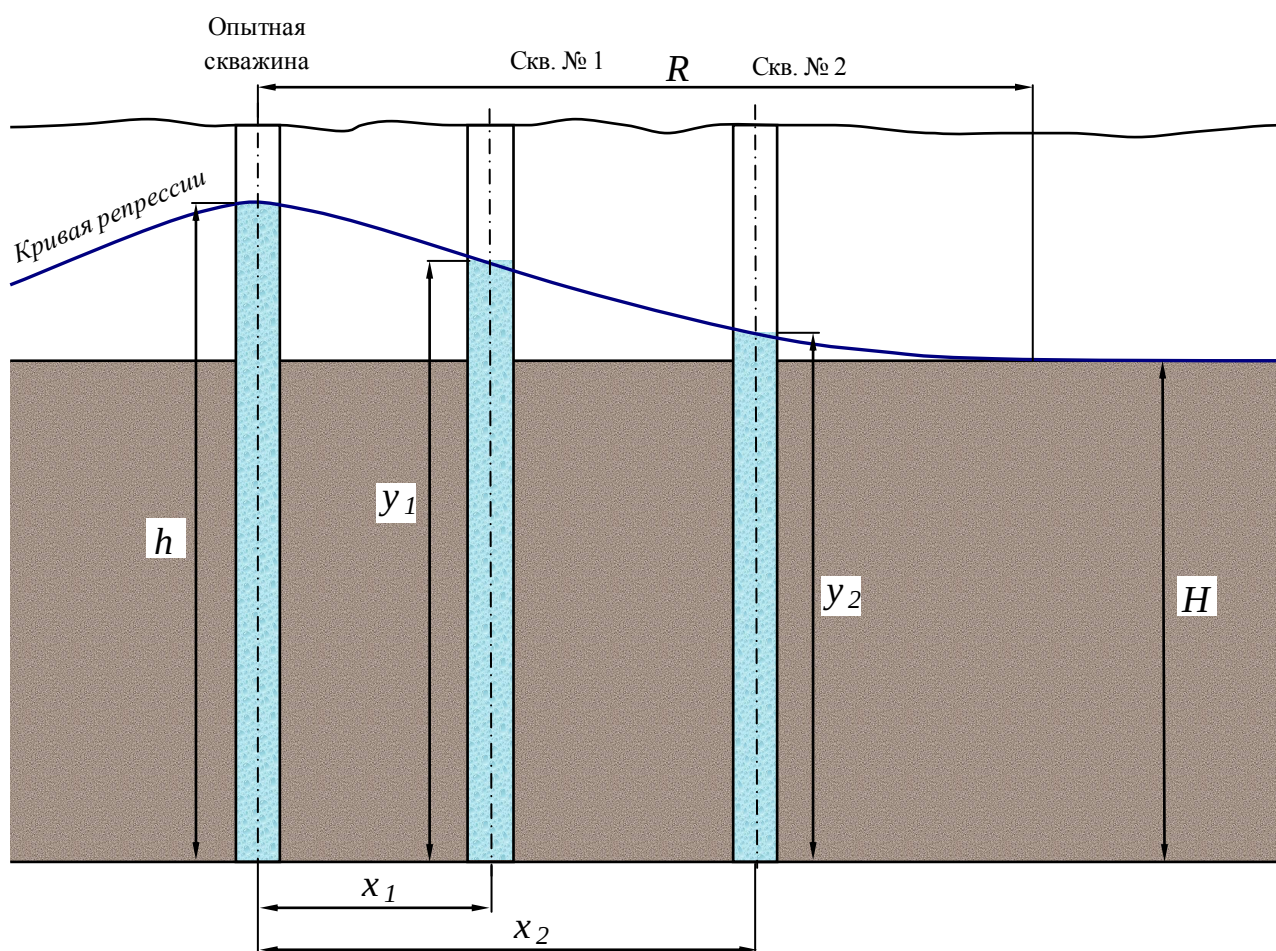


Рисунок 3.2 – Расчетная схема по определению коэффициента фильтрации в полевых условиях методом нагнетания

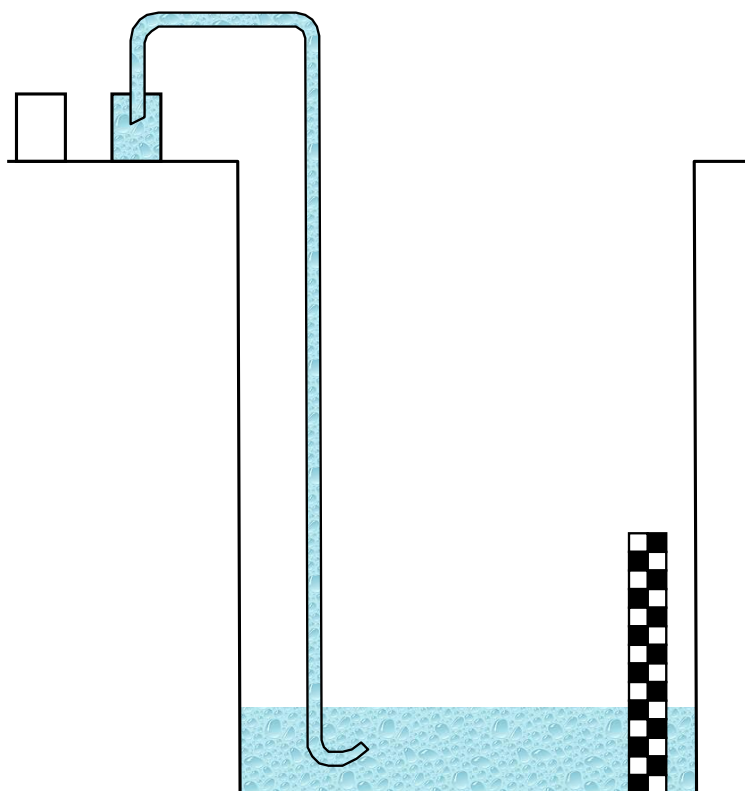


Рисунок 3.3 – Схема установки для определения коэффициента фильтрации в полевых условиях методом Болдырева

На рисунке 3.3 изображена схема метода ориентировочного определения коэффициента фильтрации сухих грунтов, предложенного А. К. Болдыревым. Принцип этого метода состоит в определении расхода Q , приливаемого в шурф и необходимого для поддержания в нем некоторого постоянного горизонта воды (глубиной 5-10 см от дна). Если обозначить через W площадь дна шурфа (в см^2), через T продолжительность опыта (в сек.) и через Q расход воды (в см^3) за T , то коэффициент фильтрации K_ϕ (по А. К. Болдыреву) определяется выражением

$$K_\phi = \frac{Q}{WT}. \quad (3.13)$$

Способ А. К. Болдырева основан на допущении что напорный градиент в условиях описанного решения задачи близок к единице ($I = 1$). Следует отметить, что результаты опыта по определению коэффициента фильтрации этим методом оказываются, как правило, приближенными, зависящими от величины сечения шурфа и длительности опыта.

3.4 Пример выполнения расчетов коэффициента фильтрации методом откачки воды из скважин

Схема опытного куста скважин для определения фильтрационных свойств пород в условиях естественного залегания приведена на рисунке 3.4. Данные для расчетов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Данные полевых инженерно-геологических исследований

Вариант	L_1 , м	L_2 , м	m , м	q , м ³ /сут	S_1 , м	S_2 , м
0	60	130	28,3	612	2,8	1,9

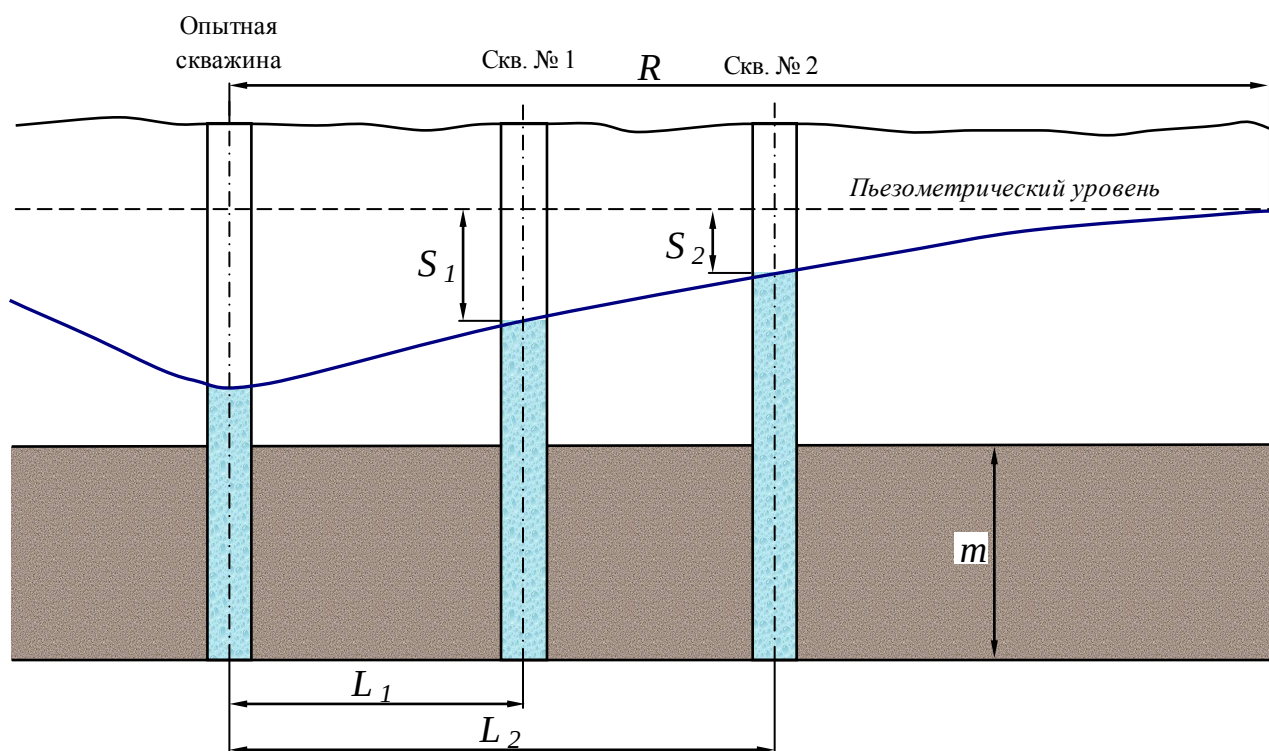


Рисунок 3.4 – Схема расположения опытного куста скважин для определения фильтрационных свойств горных пород методом откачки воды

1. **Коэффициент фильтрации** вычисляют по преобразованной формуле Дюпюи:

$$K_{\phi} = \frac{0,366q(\lg L_2 - \lg L_1)}{m(S_1 - S_2)} = \frac{0,366 \cdot 612(2,114 - 1,778)}{28,3 \cdot (2,8 - 1,9)} = 2,95 \text{ м}^2/\text{сут.} \quad (3.14)$$

2. **Коэффициент водопроводимости** слоя равен произведению коэффициента фильтрации на мощность слоя:

$$K_{ВПП} = K_{\phi} \cdot m = 2,95 \cdot 28,3 = 83,48 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

3. Радиус влияния можно вычислить из уравнения:

$$\lg R = \frac{S_1 \lg L_2 - S_2 \lg L_1}{S_1 - S_2} = \frac{2,8 \cdot 2,114 - 1,9 \cdot 1,778}{2,8 - 1,9} = 2,823,$$

отсюда

$$R = 665 \text{ м}$$

Таким образом, по данным полевых инженерно-геологических исследований (для варианта № 0) коэффициент фильтрации равен $2,95 \text{ м}^2/\text{сут}$, коэффициент водопроводимости водоносного слоя (при его мощности $28,3 \text{ м}$) равен $83,48 \text{ м}^3/\text{сут}$, радиус влияния – 665 м .

Таблица 3.2 – Данные полевых инженерно-геологических исследований для расчетов фильтрационных свойств пород по вариантам

Варианты	L_1 , м	L_2 , м	m , м	q , $\text{м}^3/\text{сут}$	S_1 , м	S_2 , м
1	5	40	16,4	80	1,63	0,56
2	30	90	18,8	210	2,26	1,04
3	80	170	36,2	723	4,32	2,97
4	130	340	44,6	980	3,8	2,9
5	50	120	22,9	527	3,72	2,14
6	20	60	31,5	128	2,18	0,96
7	5	15	5	86,4	0,8	0,3
8	5	15	5	173	1,8	0,8
9	5	15	5	260	3	1,5
10	10	30	30	155	0,5	0,2
11	10	30	30	207	0,8	0,35
12	10	30	30	260	1,2	0,7
13	6	20	12	130	0,5	0,2
14	6	20	12	173	0,8	0,4
15	6	20	12	216	1,2	0,7
16	5	15	5	78	0,37	0,31
17	5	15	5	104	! 0,5	0,42
18	5	15	5	117	0,54	0,45
19	7	20	7,5	52	0,51	0,21
20	7	20	7,5	69	0,79	0,38
21	7	20	7,5	87	1,18	0,69
22	4,5	16	5	35	0,33	0,28
23	4,5	16	5	55	0,5	0,42
24	4,5	16	5	70	0,64	0,57
25	5	14	8	35	0,33	0,28

26	5	14	8	62	0,54	0,45
27	5	14	8	76	0,75	0,64
Варианты	L_1 , м	L_2 , м	m , м	q , м ³ /сут	S_1 , м	S_2 , м
28	5,5	16,4	5,6	181	0,5	0,2
29	5,5	16,4	5,6	242	0,8	0,4
30	5,5	16,4	5,6	302	1,2	0,5
31	4	15,5	10	130	0,4	0,2
32	4	15,5	10	207	0,72	0,4
33	4	15,5	10	389	1,2	0,6
34	6	30	8,6	68	2	1,2
35	15	50	12,4	320	2,2	0,9
36	25	120	17,1	410	2,6	1,1
37	8	40	6,8	83	1,7	0,8
38	10	60	11,2	410	1,8	0,5
39	15	80	14,5	305	2,3	1,4
40	5	15	12	86	1	0,75

Лабораторная работа № 4

«Определение устойчивости склона»

Цель занятий: закрепить теоретические знания по инженерной геологии и познакомиться с методикой определения коэффициента устойчивости склона, используя данные полевых инженерно-геологических измерений.

Задание работы:

1. Определить элементы склона. В масштабе 1 : 200 построить схему профиля рассчитываемого склона.
2. Найти центр критической поверхности скольжения, проходящей через подошву откоса, способом последовательного приближения.
3. Отметить вероятные плоскости скольжения оползня.
4. Рассчитать коэффициент устойчивости склона.
5. Сделать прогноз времени схождения оползня и дать рекомендации по безопасности строительства на склоне.

4.1 Теоретические основы расчета коэффициента устойчивости склона

Термины и определения

Склон — наклонный участок поверхности земли, сформированный в результате действия рельефообразующих процессов или инженерно-хозяйственной деятельности человека.

Откос — наклонная часть поверхности открытой горной выработки или искусственной насыпи (отвала). Подножье откоса (рисунок 4.1) — нижняя горизонтальная площадка ограничивающая склон откоса. Бровка откоса —

верхняя граница откоса, за которой начинается гребень. Гребень — верхняя горизонтальная часть откоса (площадка). Бермы — горизонтальные площадки, которые устраиваются для общего уположения откоса, а также по технологическим обстоятельствам. Высота откоса — это часть склона, вышедшая на дневную поверхность, вертикальное расстояние между подножием и гребнем откоса. Заложение откоса — это горизонтальная проекция откоса.

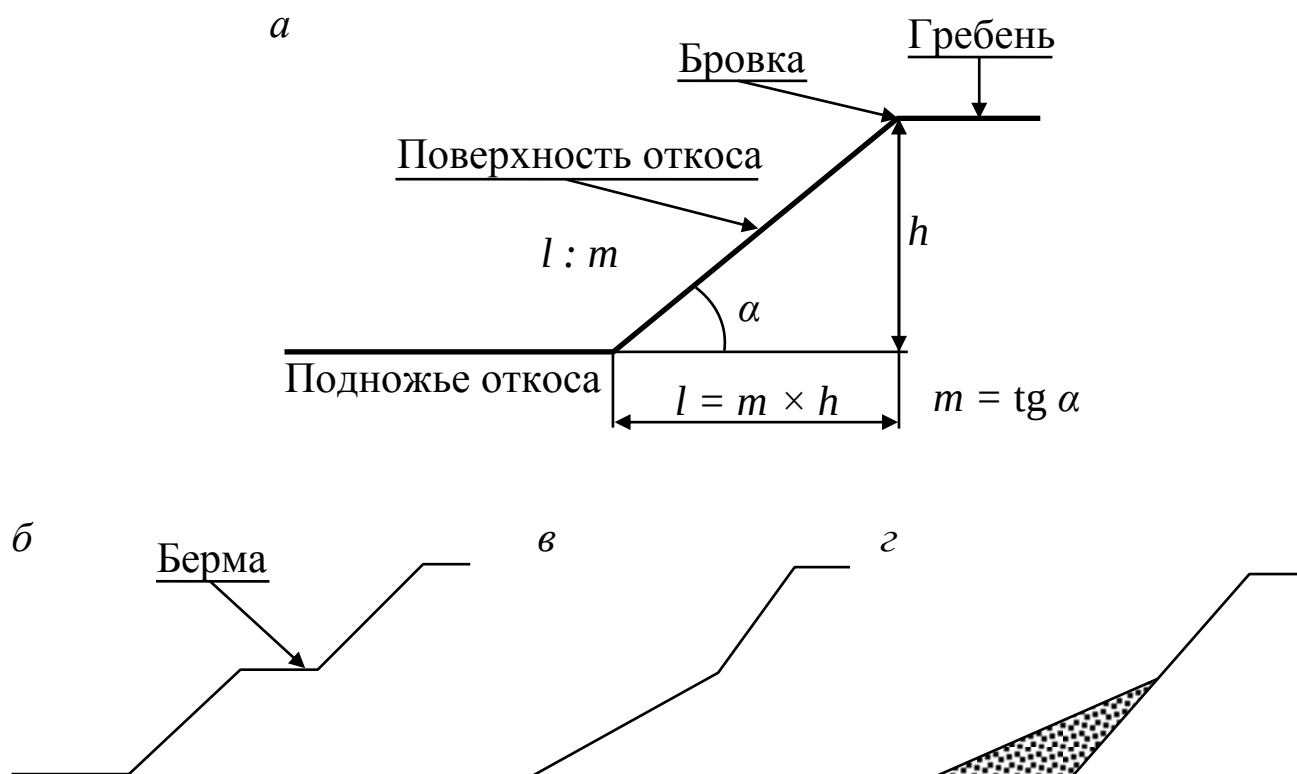


Рисунок 4.1 — Откосы: а — основные размеры; б, в, г — откосы с различным уклоном

Оползневой склон — склон, на котором происходят или происходили в недавнем прошлом оползневые деформации пород.

Оползнеопасный (потенциально оползневой) склон - склон, на котором оползневые деформации на момент обследования отсутствуют и отсутствовали в прошлом, но могут проявиться под воздействием естественных или техногенных факторов.

Однородный склон — склон, сложенный однородной грунтовой толщей или состоящий из одного инженерно-геологического элемента.

Неоднородный склон — склон, сложенный несколькими слоями различных по свойствам грунтов или состоящий из нескольких инженерно-геологических элементов.

Оползень — медленное смещение масс горных пород, слагающих откос (а нередко и его основание), происходящее в виде скользящего движения

между смещающимися породами и неподвижным массивом. Наиболее крупный по размерам вид нарушения устойчивости откосов. Связан, главным образом, с наличием в толще горных пород слабых увлажненных слоев, контактов, даек, тектонических нарушений.

Голова оползня — верхняя по склону часть оползневого грунтового массива.

Язык оползня — нижняя по склону часть оползневого грунтового массива.

Поверхность скольжения — поверхность в массиве борта карьера (откоса уступа или отвала), являющаяся геометрическим местом течек максимальных относительных сдвигов горных пород и отделяющая смещающуюся часть от основной неподвижной части массива горных пород. В большинстве случаев поверхность скольжения связана с наличием в массиве поверхностей прочностной анизотропии горных пород (слабые контакты разнородных пород, трещины, тектонические зоны и нарушения, относительно малопрочные слои и прослойки). При оценке устойчивости откоса путем расчета выделяют расчетную поверхность, по которой производится сравнение сдвигающих и удерживающих сил.

Коэффициент устойчивости (запаса устойчивости) - отношение суммы всех сил, удерживающих откос в равновесии, к сумме всех сдвигающих сил, стремящихся вывести его из равновесия; действие этих сил во всех инженерных методах переносится на потенциальную (наиболее напряженную) поверхность скольжения. Для откосов эта величина принимается в пределах от 1,0 до 1,5; зависит от достоверности исходных данных при расчете, ответственности откоса и срока службы.

Оползневое давление — результирующая сила давления грунтов (распределенного по глубине оползневого или оползнеопасного массива) на удерживающее сооружение, определяемая как погонная нагрузка по ширине оползня (кН/пог. м).

Способ последовательного приближения

Данный способ позволяет определить дугу скольжения с наименьшим коэффициентом устойчивости последовательно, проводя несколько дуг (т.е. траекторию схода оползня).

1. Вычерчивают склон согласно данным своего варианта, отмечают напластование пород сверху вниз, горизонтально залегающих.

Центр критической дуги скольжения, проходящей через подошву ненагруженного откоса находят следующим образом.

Предварительно находят точку *ОI* пересечения двух прямых *АО* и *СВ*. Прямую *АО* проводят под углом 25° к средней (рисунок 4.2) поверхности откоса. Прямую *СВ* проводят через бровку откоса и точку *В*, отстоящую от поверхности насыпи или выемки на глубину $2H$ и от подошвы откоса на расстояние $4,5 \times H$.

Точка *ОI* принимается в первом приближении за центр критической кривой скольжения. Проведя из этого центра кривую скольжения, определяют

первый коэффициент запаса или устойчивости $K_{уст}$ для полученного отсека. На прямой CB как и по прямой DE можно выбирать несколько точек в качестве центров кривых скольжения на расстоянии примерно $0,25 \times H$ друг от друга и повторяют эти расчеты до тех пор, пока не будет определено положение точки, отвечающей минимальному коэффициенту устойчивости.

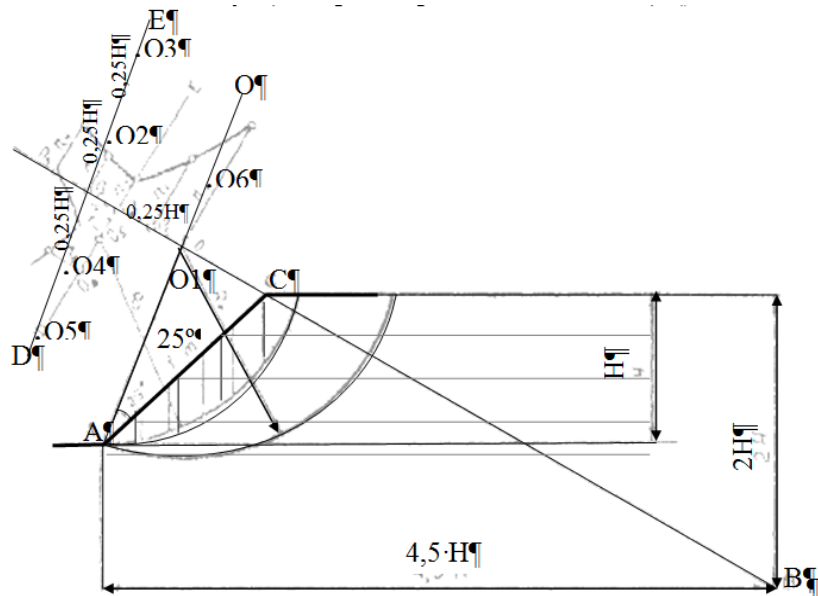


Рисунок 4.2 — Нахождение центра критической поверхности скольжения, проходящей через подошву откоса, способом последовательного приближения
 H – высота откоса по варианту

2. В данном расчете для определения второго центра радиуса как одну из вероятных плоскостей скольжения выберем по прямой CB , разделенной пошагово на $0,25 \times H$ и по прямой AO и DE тоже разделенными на шаг $0,25H$ по варианту и рассчитаем второй $K_{уст}$.

Далее определяем силы, влияющие на тело оползня по двум выбранным из множества плоскостям скольжения.

Склон, сложенный из пород, имеющих и сцепление и трение. То есть случай, который чаще встречается на практике. Слои склона, к тому же несут грунтовые воды, для оценки его устойчивости применяется расчет по методу круглоцилиндрических поверхностей скольжения или по методу горизонтальных сил и методу равноустойчивого откоса.

С точки O проводят радиусы в точки в, г, д, е, находящиеся на середине кривой скольжения каждой призмы. С этих точек откладывают вес каждой призмы P и силы, которые ее составляют N и T .

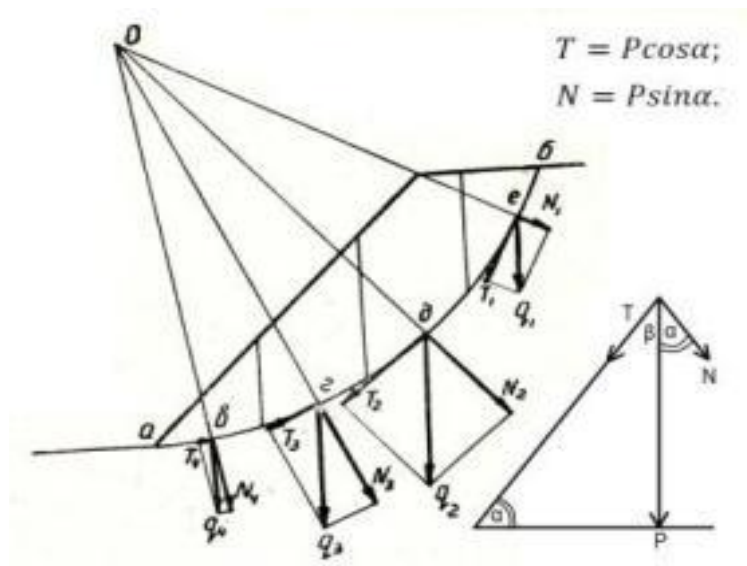


Рисунок 4.3 — Схема поверочного расчета степени устойчивости склона с учетом сил трения

Вес определяется следующим образом. Тело оползня разбивается на блоки образованные пересечением пласта с плоскостью скольжения и проекцией на дневную поверхность. Толщина блока в объемной проекции принята за 1 м для удобства расчета, т.е у нас призмы. Далее находим площадь, затем объем умножая на толщину каждой фигуры в блоке и умножаем на уд вес с учетом пористости той породы на которой находится эта порода и получаем вес. Затем суммируем все веса фигур в каждом блоке и находим вес каждого блока (призмы) P .

$$P = V \gamma_w \quad 4.1$$

где V — объем n -ого блока, γ_w — удельный вес из таблицы 4.2.

$$T = N \cos \alpha; N = T \sin \alpha$$

Условием равновесия для каждой призмы будет:

$$T = N \tan \varphi + cL$$

где T — сила, сдвигающая массив;
 N — нормальное давление;
 φ — угол внутреннего трения породы;
 c — сцепление породы.

Тогда граница устойчивости всего массива выразится уравнением $\Sigma T = \Sigma N \tan \varphi + \Sigma cL$.

Это уравнение является уравнением устойчивого равновесия склона и показывает, что при увеличении сил, которые пытаются сдвинуть массив, он теряет равновесие и сдвигается.

Далее по формуле рассчитываем T и N . Длина основания каждого блока это L , сцепление берется по породе в основании - C , и угол трения тоже.

Степень устойчивости склона определяется коэффициентом устойчивости:

$$K_{уст} = (\Sigma N \operatorname{tg} \varphi + \Sigma cL) / (\Sigma T), \quad 4.2$$

выражающим отношение всех сил, удерживающих массив, к силам, которые пытаются его сдвинуть.

Очевидно, что при значении $K_{уст}=1$ массив находится в состоянии неустойчивого (предельного) равновесия, и только при $K_{уст}>1$ равновесие будет устойчивым. Расчет, как видно, сам по себе довольно прост, но определенные затруднения составляет определение центра поверхности скольжения, что требует много времени (методика подается в курсах механики грунтов).

Таковы простейшие способы поверочного расчета устойчивости естественных склонов. Однако, для решения вопроса о выборе наиболее экономичной и наименее сложной с технической точки зрения схемы противооползневых мероприятий одной только оценки устойчивости склона не достаточно. В этом случае есть необходимость построить профиль откоса, находящегося в состоянии равновесия.

При расчетах обычно коэффициент устойчивости принимают с запасом, равным от 1,2 до 1,5, как наиболее благоприятный для строительства.

Ход выполнения работы:

Для выполнения работы потребуются — циркуль, транспортир, линейка, карандаш, нить.

1. По выбранному варианту из таблицы 4.1 построить склон на листе формата А4.
2. По данным таблицы от гребня склона откладываем толщину пород в масштабе 1 : 200.
3. Способом последовательного приближения строят 2 плоскости скольжения.
4. Тело оползня по каждой из плоскостей отдельно разбивают на вертикальные блоки от точек пересечения плоскости скольжения с границами пластов и спроецированными до дневной поверхности. Нумеруем блоки.
5. В каждом блоке чертим направление сил действующих на сползающий блок.
6. Рассчитываем вес блока (P).
7. После определения веса блока отдельно для каждого из них находим значение сил N , T .

8. Рассчитываем коэффициент устойчивости $K_{уст}$ для каждого из оползней. Значение параметра сцепления C по каждому блоку берем по породе на которую идет опора в плоскости скольжения в таблице _____. Значение L измеряют ниточкой или гибким метром.
9. Даем заключение по двум результатам расчета $K_{уст}$ о наиболее опасной траектории схода оползня.
10. Таковы простейшие способы поверочного расчета устойчивости естественных склонов. Однако, для решения вопроса о выборе наиболее экономичной и наименее сложной с технической точки зрения схемы противооползневых мероприятий одной только оценки устойчивости склона не достаточно. В этом случае есть необходимость построить профиль откоса, находящегося в состоянии равновесия.
11. При расчетах обычно коэффициент устойчивости принимают с запасом, равным от 1,2 до 1,5, как наиболее благоприятный для строительства.

Таблица 4.1 — Данные для расчетов по вариантам

Варианты	Н, м	1:m	2-ая ось	Варианты	Н, м	1:m	2-ая ось	Варианты	Н, м	1:m	2-ая ось	Варианты	Н, м	1:m	2-ая ось
1	13,8	1:0,57	O ₄	8	19,2	1:0,43	O ₆	15	9,6	1:0,62	O ₂	22	11,2	1:0,95	O ₂
2	12,0	1:0,71	O ₂	9	8,2	1:1,47	O ₂	16	10,4	1:1,37	O ₂	23	17,4	1:1,13	O ₆
3	10,0	1:1,05	O ₂	10	12,4	1:1,15	O ₂	17	9,6	1:0,81	O ₂	24	6,2	1:2,0	O ₂
4	13,8	1:0,9	O ₂	11	13,2	1:0,59	O ₂	18	7,4	1:1,6	O ₂	25	5,0	1:1,1	O ₂
5	7,4	1:2,2	O ₂	12	7,6	1:1,27	O ₄	19	9,6	1:0,5	O ₄	26	6,8	1:1,86	O ₂
6	18,8	1:1,2	O ₆	13	11,0	1:1,11	O ₄	20	18,0	1:0,65	O ₆	27	9,0	1:1,25	O ₄
7	18,6	1:0,65	O ₆	14	11,8	1:0,81	O ₂	21	13,0	1:1,15	O ₂	28	9,2	1:1,31	O ₂

Таблица 4.2 — Расчетные значения физико-механических характеристик грунтов

Описание горизонтов	Мощность слоя, м	Пределы пластичности			Удельный вес, г/см ³	W _{np} , %	γ_w , т/м ³	φ_w°	с W , т/м ²
		W _T	W _P	число пластичности					
Глина буровато-палевой окраски с прожилками и пятнами карбонатов	3,2	36,9	16,0	20,9	2,77	19,7	1,92	25°	3,2
Глина красно-бурая	7,7	52,8	19,3	33,5	2,66	23,2	1,87	16°	4,2
Супесь зеленовато-желтая с сизыми и охристыми пятнами	1,5	28,4	20,7	7,7	2,60	24,9	1,81	22°	3,0
Супесь светло-желтая, с сизыми пятнами, переслаивающаяся с тонкозернистым песком	1,2	27,8	21,0	6,8	2,71	29,5			
Глина жирная, оливково-сизой окраски (третичная)	2,2	50,8	19,0	31,8	2,69	25,1	1,97	0°	6,0
Песок среднезернистый желтовато-белый с тонкими прослойками супеси	0,7	14,7	Не смывается	0	2,66	23,0	1,80	39°	0
Среднезернистый песок с тонкими прослойками глины и суглинка	1,3	33,3	15,8	17,5	2,73	21,7	1,97	19°	5,2
Песок тонкозернистый палевого цвета	2,2	26,3	Не смывается	0	2,63	9,7	1,61	30°	0

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алексеенко В.А. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых: Учебник для вузов.— 2-е изд.— М.: Логос, 2000.— 354 с.
2. Андреев В.Е., Щербинин В.Г., Смирнов В.Б. и др. Учебно-методическое пособие по химическому анализу пластовых вод и их промышленным классификациям: учеб. пособие.— Уфа: УГНТУ, 2004.— 48 с.
3. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш., Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения.— Уфа: РИЦ АНК «Башнефть».— 1997.— 368 с.
4. Горшков Г.П., Якушова А.Ф. Общая геология.— М.: МГУ, 1962.— 565 с.
5. Дроздова Т.А., Смирнов В.Б., Щербинин В.Г. Учебно-методическое пособие к лабораторным работам «Прогнозная оценка динамики грунтовых вод» по курсу «Инженерная геология»: учеб. пособие.— Уфа: УГНТУ, 2003.— 21 с.
6. Зобов П.М. Геохимия: Уч. пособие.— Уфа: изд-во УГНТУ, 2000.— 144 с.
7. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. — М.: Недра, 1973.— 280 с.
8. Николаев Л.А., Тулупов В.А. Физическая химия.— М.: Высш. шк., 1964.— 443 с.
9. Овчинников А. М. Гидрогеохимия.— М.: Недра, 1970.— 265 с.
10. Перельман А.И. Геохимия: Учебник для вузов.— 2-е изд.— М.: Высш. шк., 1989.— 528 с.
11. Смирнов В.Б. Учебно-методическое пособие к лабораторным и практическим занятиям по курсу «Инженерная геология»: учеб. пособие.— Уфа: УГНТУ, 2006.— 11 с.
12. Толстой М.П., Малыгин В.А. Геология и гидрогеология: Учебник для вузов.— 2-е изд.— М.: Недра, 1988.— 318с.
13. Щугрин В. П. Нефтепромысловая гидрогеология.— М.: Недра, 1973.— 270 с.
14. Горшков Г.П., Якушова А.Ф. Общая геология.— М.: МГУ, 1962.— 565 с.
15. Чернышёв С.Н., Чумаченко А.Н., Ревела И.Л. Задачи и упражнения по инженерной геологии: учеб. пособие.— 2-е изд. испр. и доп.— М.: Высшая школа, 2001.— 254 с.