

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Методические указания

по выполнению лабораторных работ по дисциплине

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Специальность
Специализация

21.05.02 Прикладная геология
Геология месторождений нефти и газа

Ставрополь, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	5
Лабораторная работа 1. Определение среднего значения открытой пористости продуктивного пласта.....	6
Лабораторная работа 2. Определение среднего значения коэффициента проницаемости и нефтенасыщенности продуктивного пласта.....	48
Лабораторная работа 3. Определение положения водонефтяного контакта (ВНК) в скважине, абсолютной среднеквадратической ошибки установления положения ВНК в отдельной скважине.....	54
Лабораторная работа 4. Определение среднего значения эффективной нефтенасыщенной толщины и площади залежи, их абсолютных и относительных ошибок.....	61
Лабораторная работа 5. Определение объемного коэффициента нефти.....	85
Лабораторная работа 6. Определение коэффициента извлечения нефти при водонапорном режиме по методике ВНИИНЕФТИ	97
Лабораторная работа 7. Подсчет запасов нефти и растворенного газа объемным методом	101
Лабораторная работа 8. Подсчет запасов свободного газа по падению пластового давления.....	106
Лабораторная работа 9. Подсчет геологических и извлекаемых запасов конденсата.....	120
Рекомендуемая литература и интернет-ресурсы.....	143

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 1

Определение среднего значения открытой пористости продуктивного пласта

Цель: Освоение методов определения среднего значения открытой пористости.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование. *Коэффициент открытой пористости* – это отношение объема взаимосвязанных между собой пустот (пор, трещин, каверн) по которым могут перемещаться пластовые флюиды, к соответствующему

объему породы. Используется для определения запасов нефти и газа объёмным методом.

Количественное значение коэффициента открытой пористости определяют как среднюю величину по результатам изучения образцов пород, отобранных из продуктивного пласта, либо рассчитывают по данным геофизических исследований скважин, вскрывших этот пласт. Для определения среднего значения открытой пористости, как и для осреднения других подсчётных параметров, используется вероятностно-статистический метод обработки данных.

Вероятностно-статистические методы позволяют определять кроме среднего значения изучаемого параметра, степень отклонения отдельных значений от его среднего значения, устанавливать корреляционные зависимости между различными параметрами и оценивать тесноту связи между ними.

В практике нефтепромысловой геологии всегда имеют дело только с выборочной совокупностью, содержащей ограниченное число возможных значений параметра. Полученный ряд значений наблюдаемой величины заносят в специальную таблицу, которая называется первоначальным рядом результатов наблюдений. Для проведения вероятностно-статистического анализа первоначальный ряд преобразуется в упорядоченный (ранжированный) статистический ряд распределения, когда все значения изучаемого параметра располагаются в возрастающем или убывающем порядках.

Для наглядного изображения рядов распределения прибегают к построению полигонов, гистограмм и кумулят распределения, которые отражают качественные закономерности распределения значений изучаемого параметра и позволяют выбрать методику дальнейшей обработки данных.

Полигон распределения частот – это график, по оси абсцисс которого откладывают арифметические середины классов, а по оси ординат – соответствующие частоты (рисунок 1.1).

Гистограмма – столбчатый график, по оси абсцисс которого откладывают границы классов, а по оси ординат – соответствующие плотности частот (а также

частоты, частости, плотности относительных частот). При построении **кумуляты** по оси абсцисс откладывают арифметические середины классов, а по оси ординат – соответствующие накопленные частоты (рисунок 1.1).

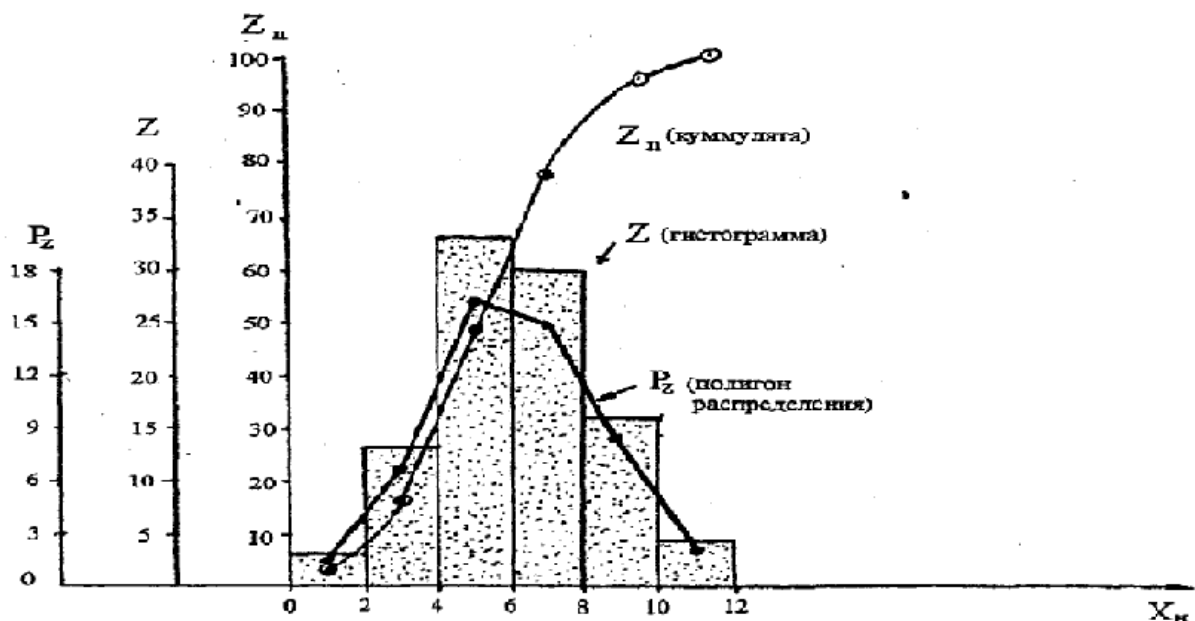


Рисунок 1.1 Образец построения гистограммы, полигона и куммуляты распределения

Отклонение статистического распределения значений коэффициентов открытой пористости и нефтегазонасыщенности от закона нормального распределения может быть связано с неравномерным выносом керна или с закономерным изменением параметра по площади залежи.

Неравномерный вынос керна обусловлен незначительным его отбором из наиболее проницаемых и высокопористых интервалов пласта в результате разрушения. В этом случае полигон распределения значений коэффициентов открытой пористости и нефтегазонасыщенности имеет ярко выраженную левостороннюю асимметрию. В таких случаях для расчета среднего значения следует использовать геофизические данные.

Левосторонняя асимметрия статистического распределения характерна и для пластов с закономерным изменением параметров по площади.

В случае, если полигон распределения значений параметра характеризуется правосторонней асимметрией для расчета среднего значения

составляется карта изменения параметра в пределах залежи и расчет среднего осуществляется путем взвешивания по площади.

Если в пределах залежи в поровом коллекторе установлено взаимосвязанное изменение параметров, при котором, например, более высоким значениям эффективных нефтенасыщенных толщин соответствуют более высокие значения коэффициентов открытой пористости и нефтенасыщенности, и наоборот, использование средних арифметических и средневзвешенных значений приводит к систематическим погрешностям.

Аппаратура, оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются структурные карты (рисунки 1.2-1.18) и выборочная совокупность значений открытой пористости пород, определённых в скважинах, вскрывших залежь нефти. Данные представлены в табличной форме (таблицы 1.1-1.17).

Вариант 1
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.

Нижнемеловая залежь нефти
Карта кровли проницаемой части коллектора
Масштаб 1 : 10 000

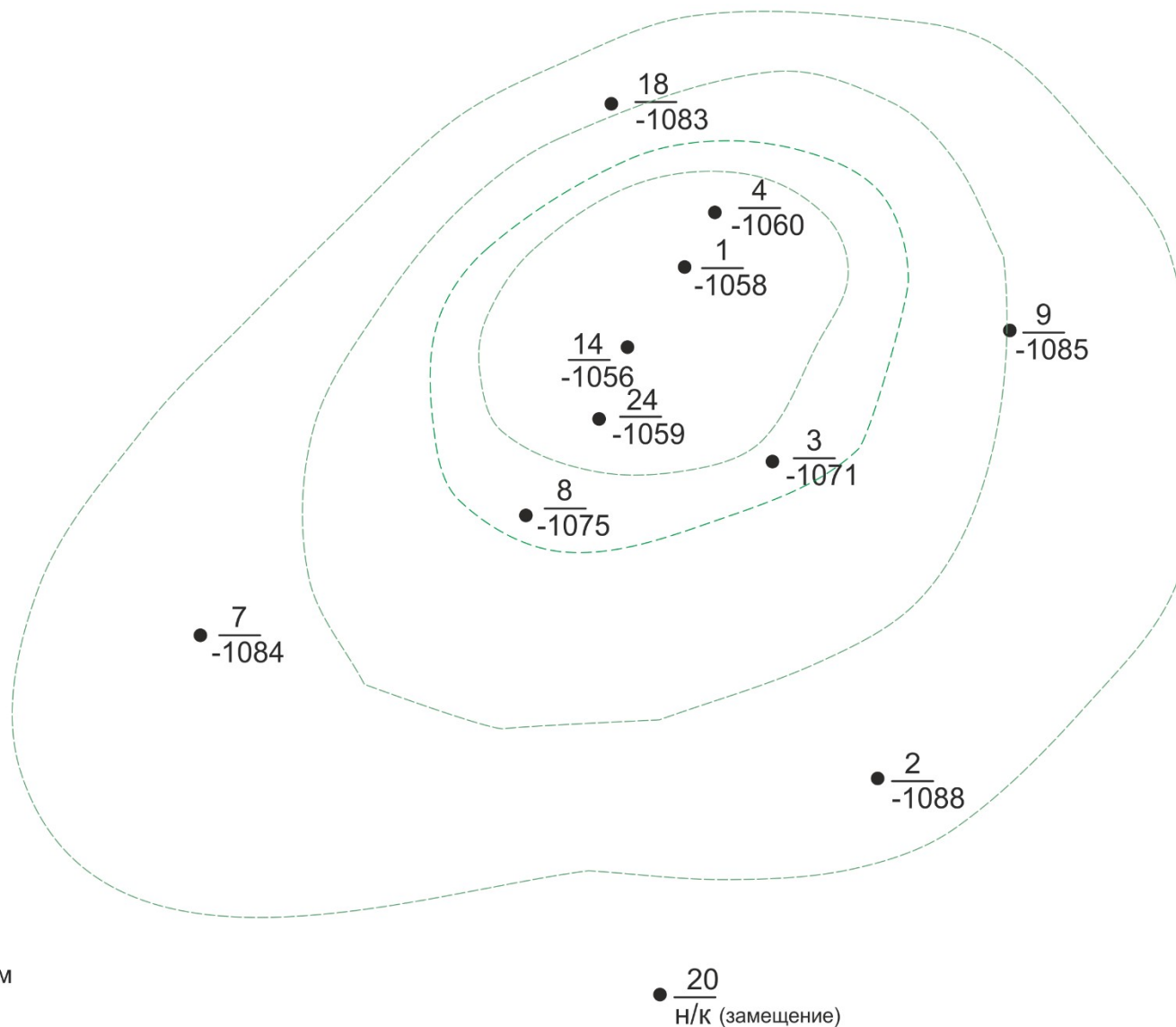


Рисунок 1.2 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нижнемеловая залежь нефти

Вариант 2
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.

Нефтяная залежь аптского горизонта
Карта кровли проницаемой
части коллектора
Масштаб 1 : 25 000

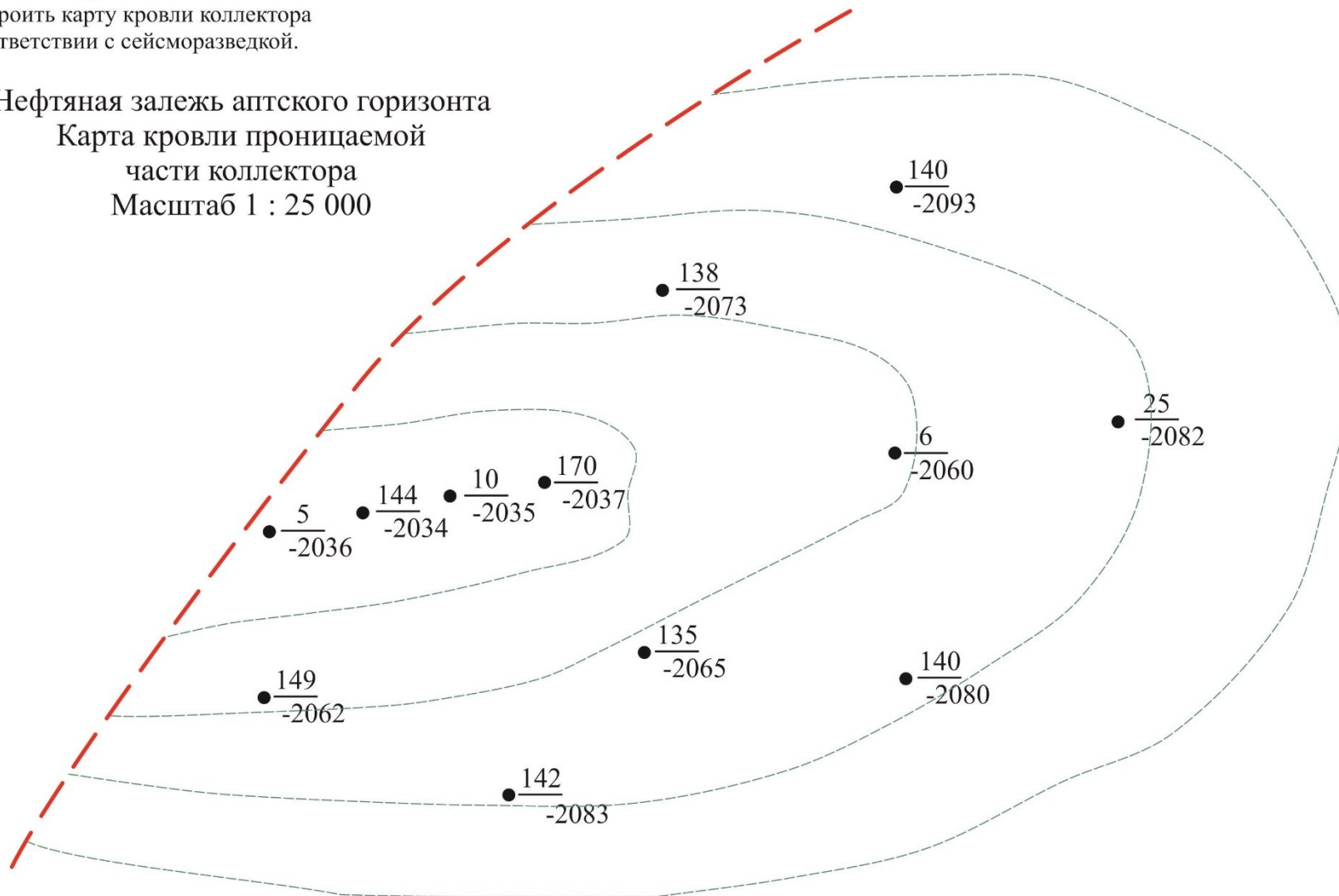


Рисунок 1.3 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь аптского горизонта

Вариант 3

Верхнемеловая залежь нефти
Карта кровли проницаемой части коллектора
Масштаб 1 : 10 000

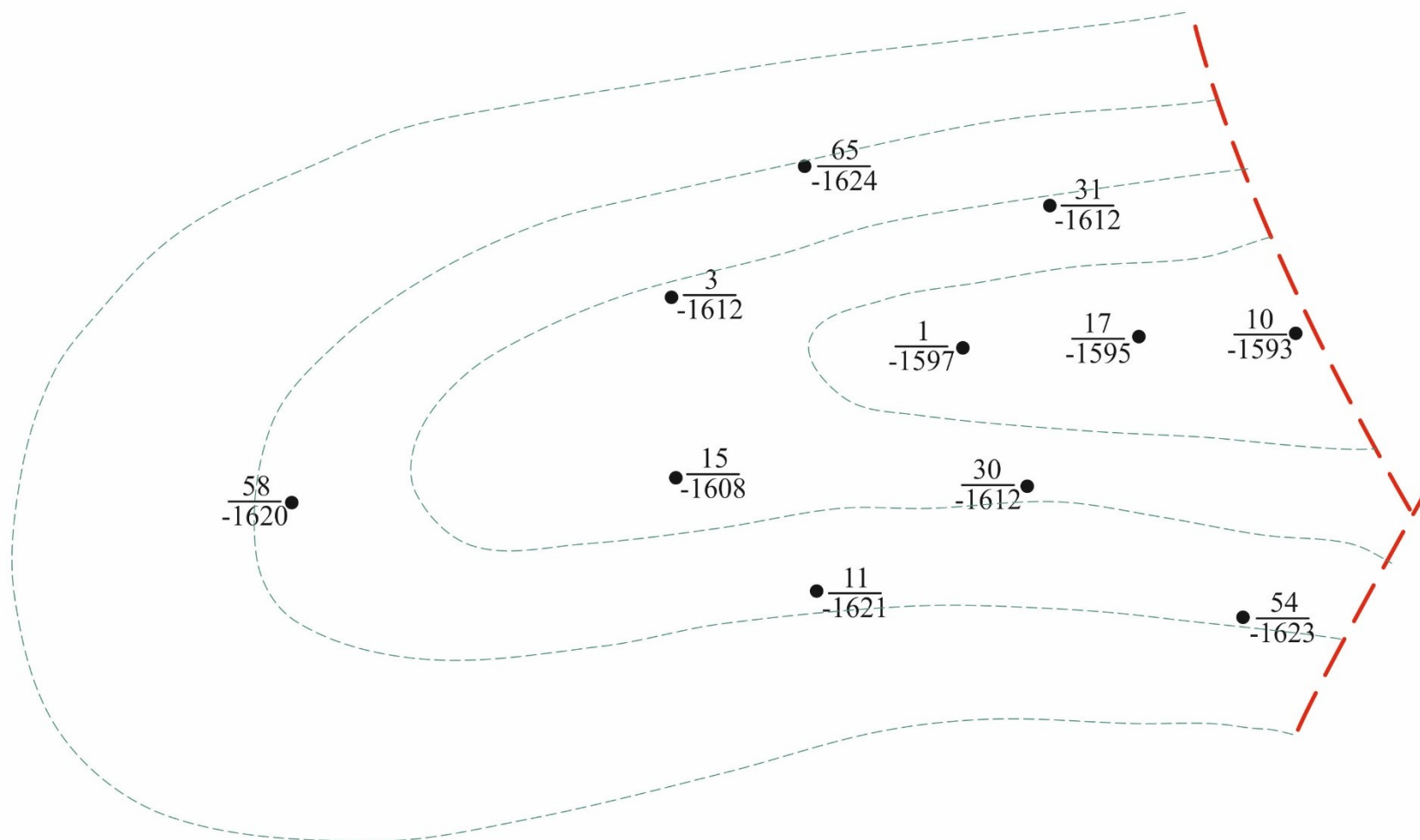


Рисунок 1.4 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Верхнемеловая залежь нефти

Вариант 4
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.

Нефтяная залежь пласта A_3
Карта кровли проницаемой
части коллектора
Масштаб 1 : 25 000

н/к

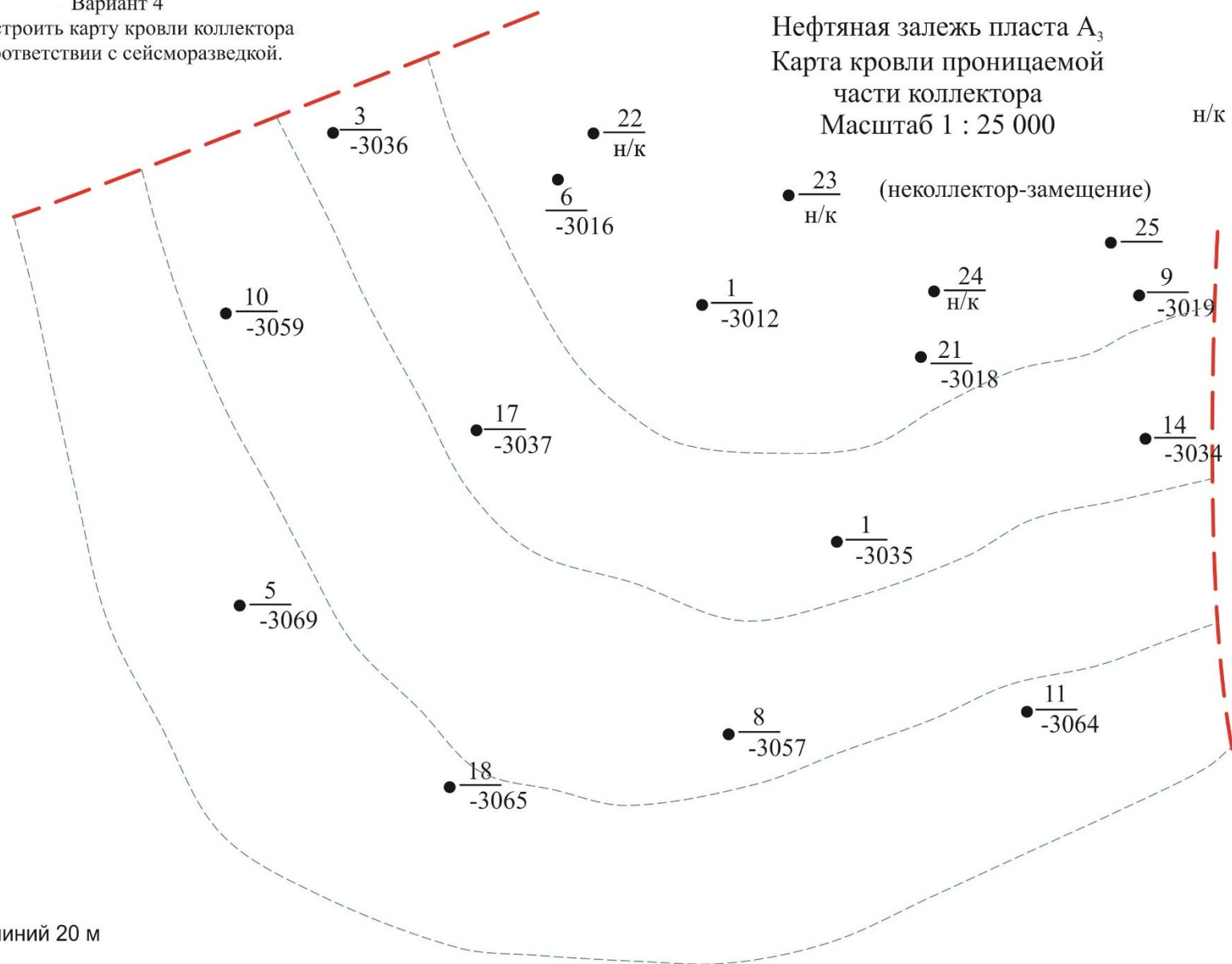
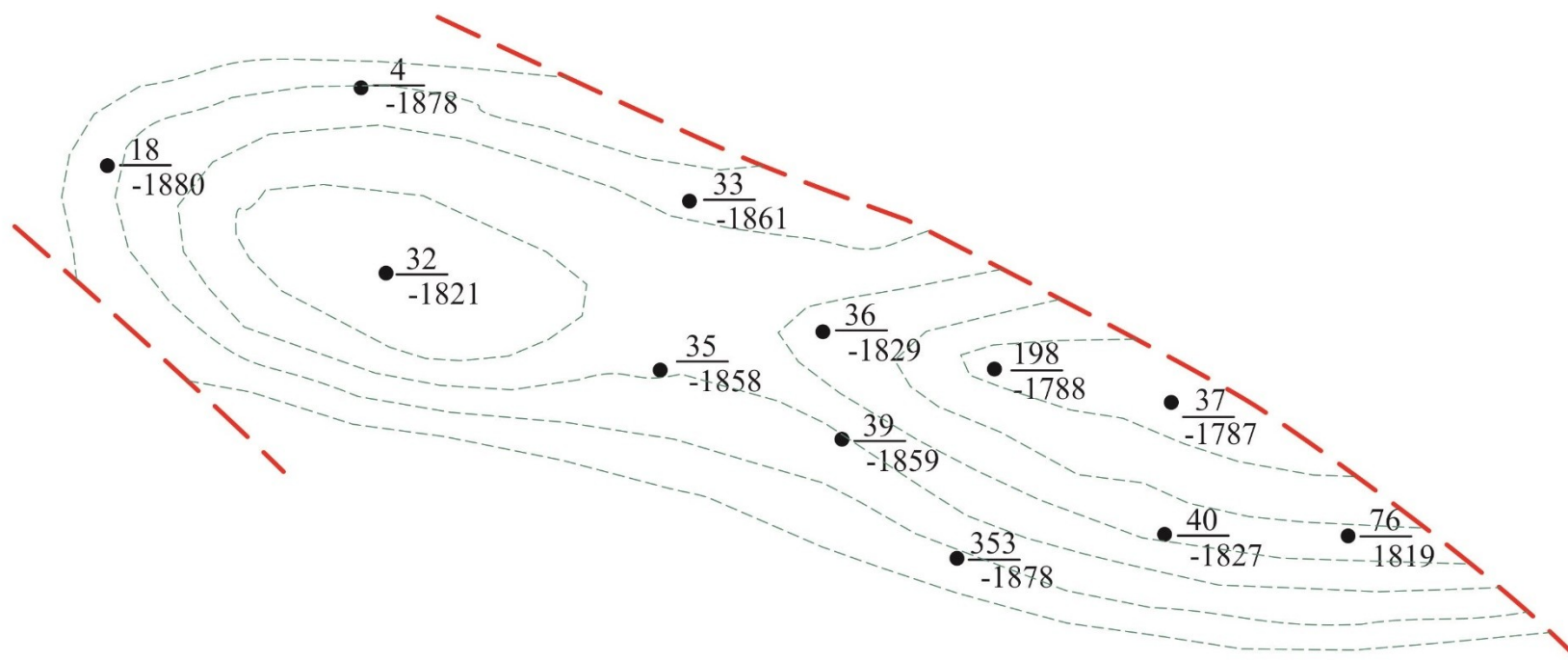


Рисунок 1.5 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь пласта A_3

Вариант 5
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.

Нефтяная залежь XIX - XX - XXI пластов
Карта кровли проницаемой части коллектора
Масштаб 1 : 25 000



шаг изолиний 20 м

Рисунок 1.6 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь XIX – XXI пластов

Вариант 6
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.

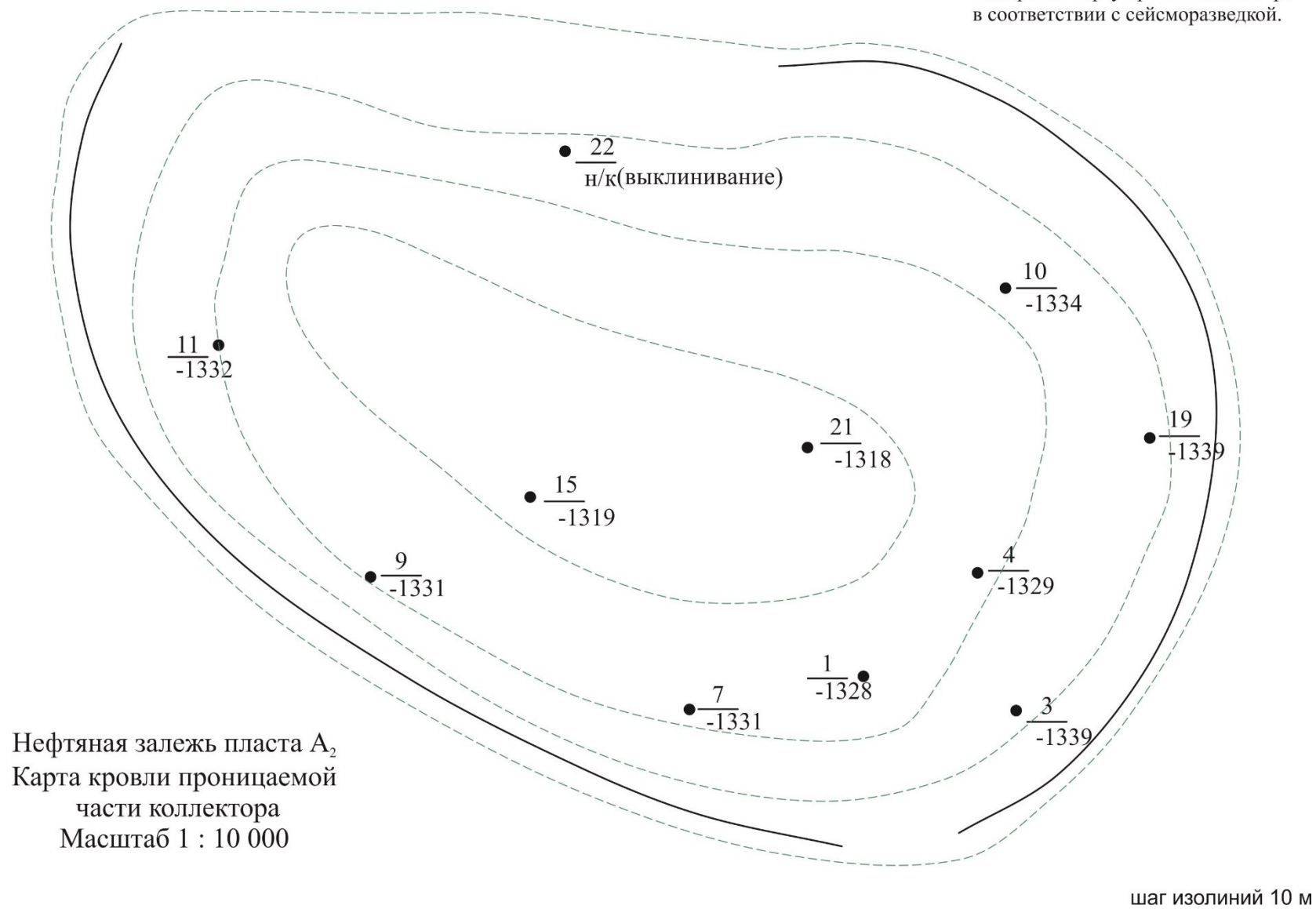


Рисунок 1.7 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь пласта A_2

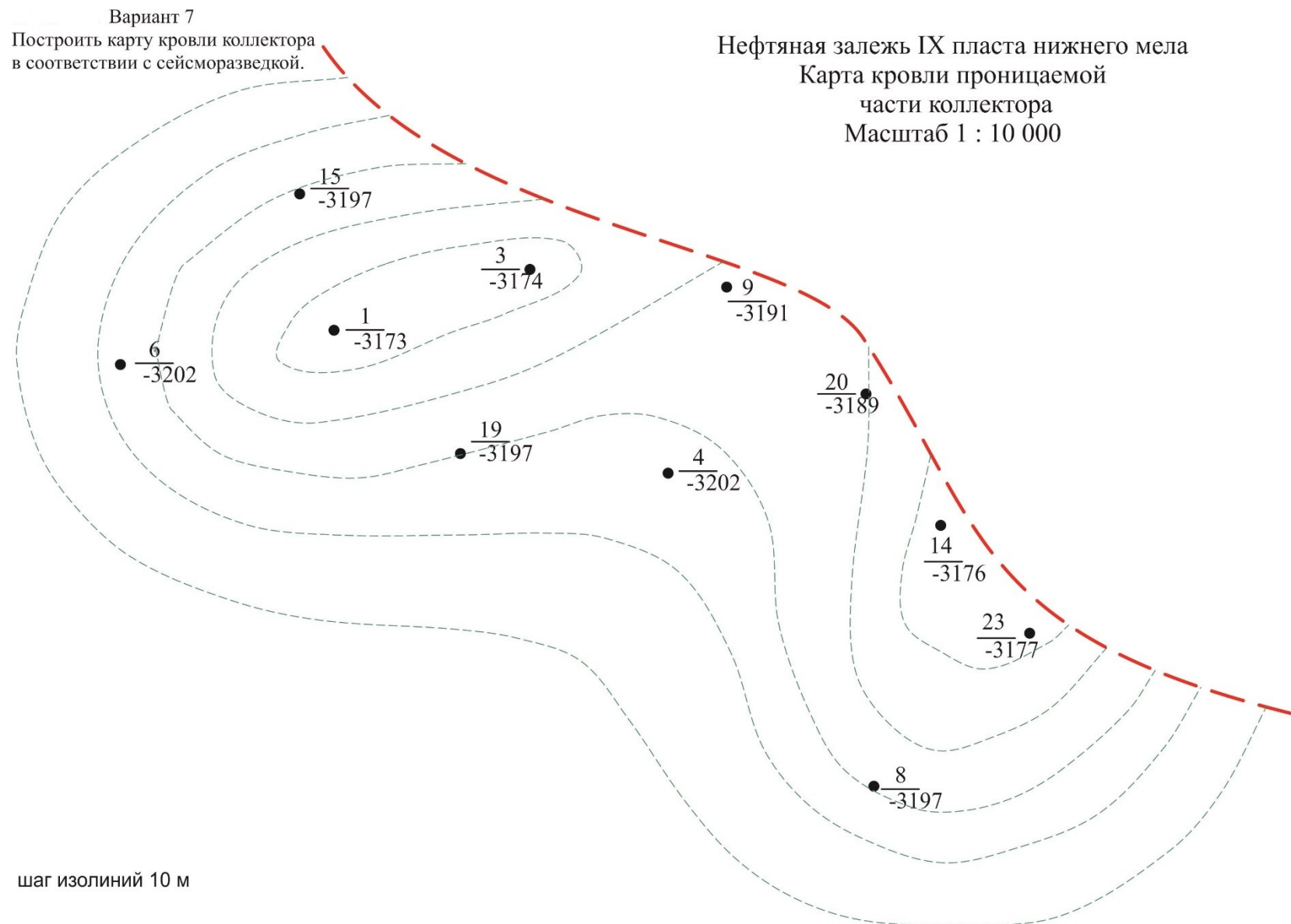
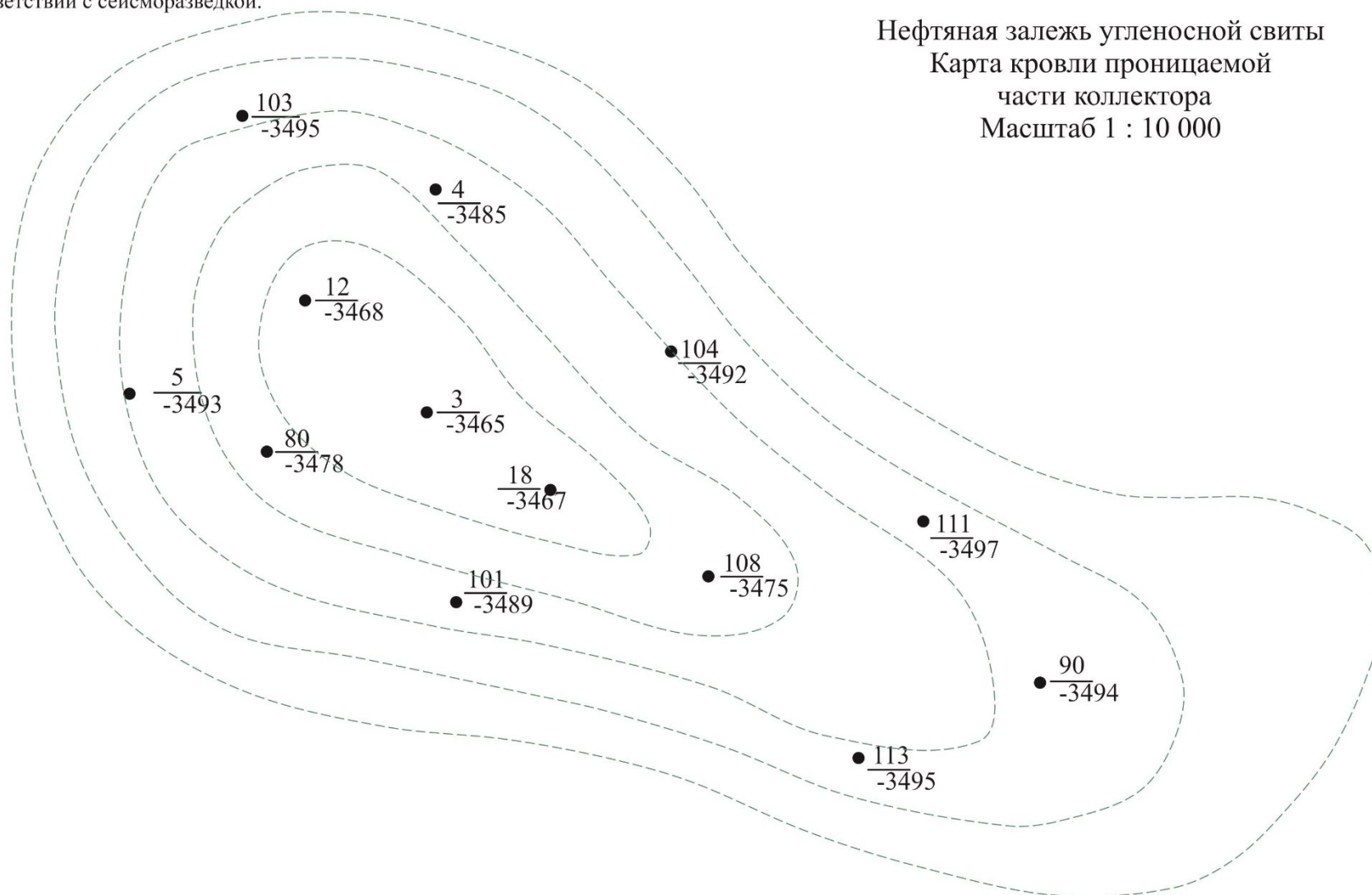


Рисунок 1.8 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь IX пласта нижнего мела

Вариант 8
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.

Нефтяная залежь угленосной свиты
Карта кровли проницаемой
части коллектора
Масштаб 1 : 10 000



шаг изолиний 10 м

Рисунок 1.9 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь угленосной свиты

Вариант 9
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейморазведкой.

Нижнемеловая залежь нефти
Карта кровли проницаемой части коллектора
Масштаб 1 : 25 000

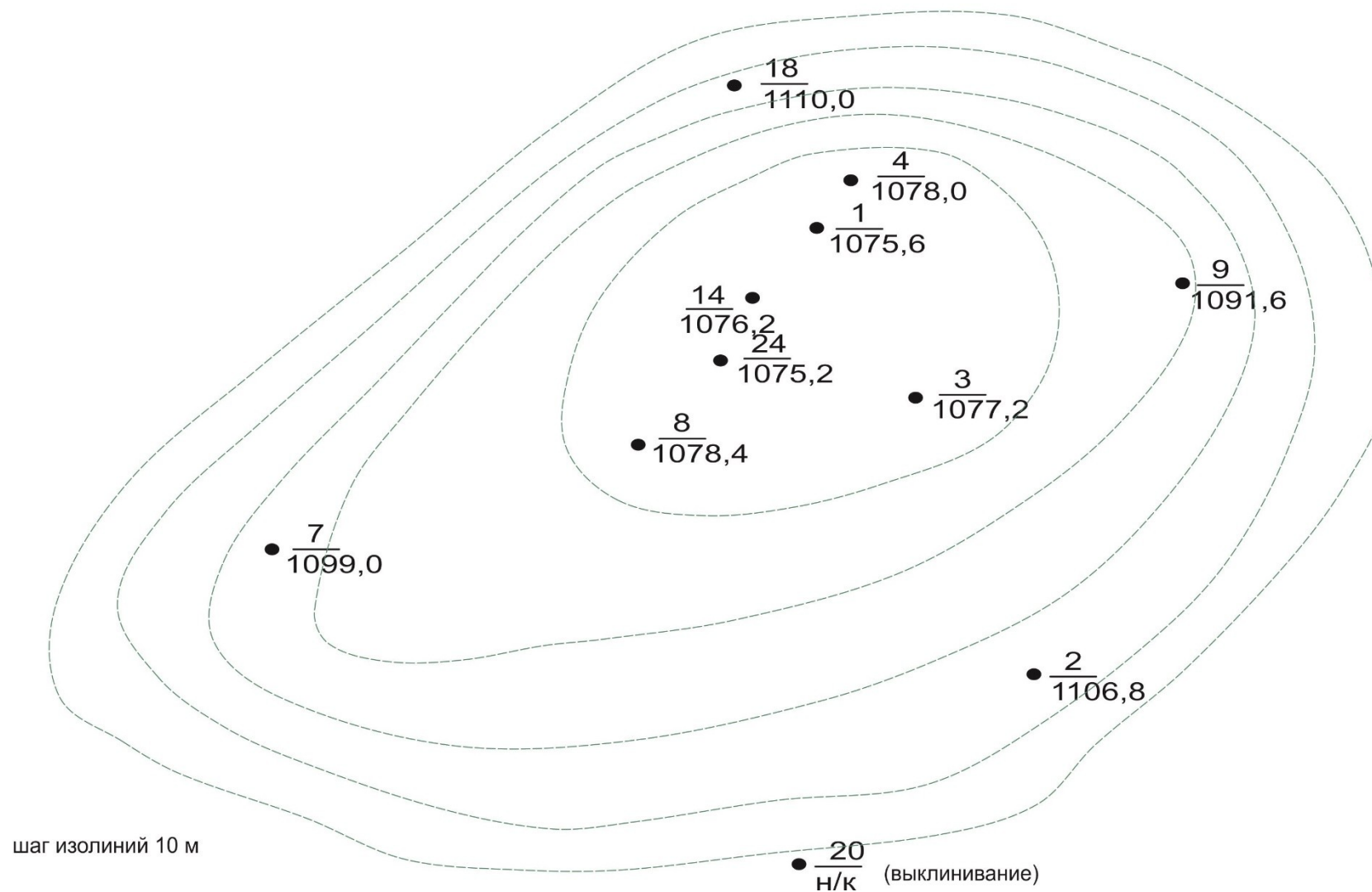
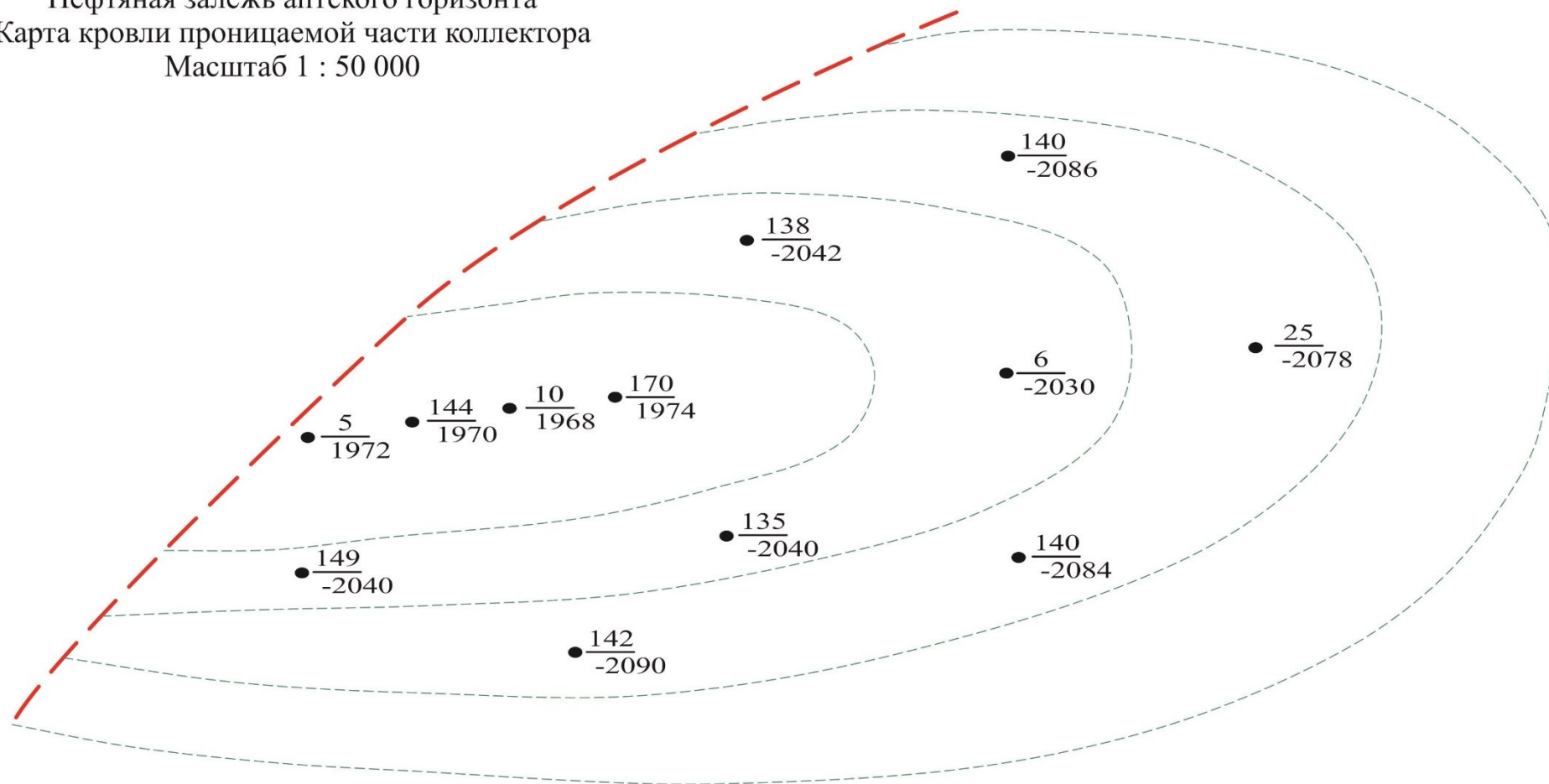


Рисунок 1.10 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нижнемеловая залежь нефти

Вариант 10

Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейморазведкой.

Нефтяная залежь аптского горизонта
Карта кровли проницаемой части коллектора
Масштаб 1 : 50 000



шаг изолиний 50 м

Рисунок 1.11 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь аптского горизонта

Вариант 11

Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейморазведкой.

Верхнемеловая залежь нефти
Карта кровли проницаемой части коллектора
Масштаб 1 : 25 000

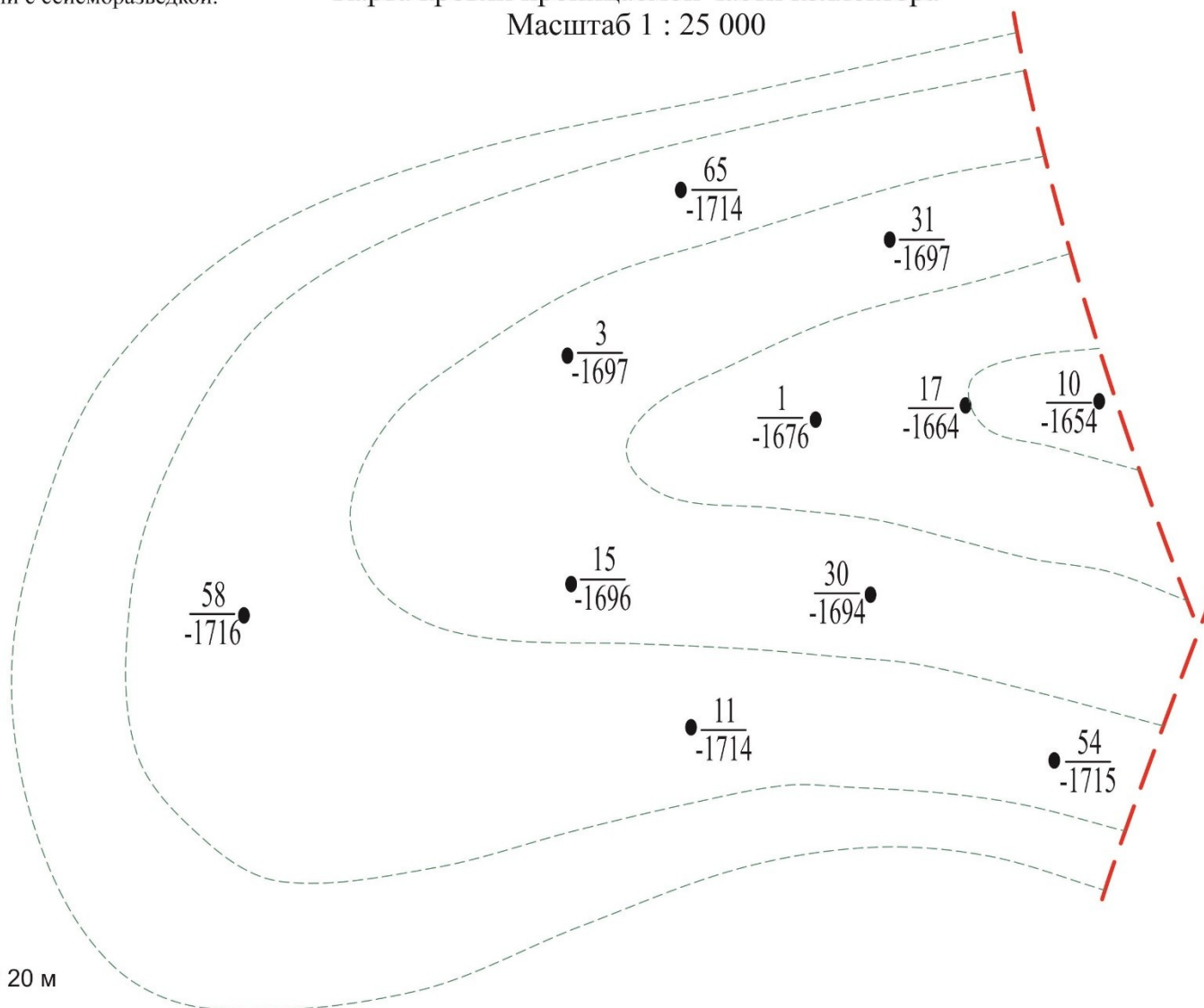
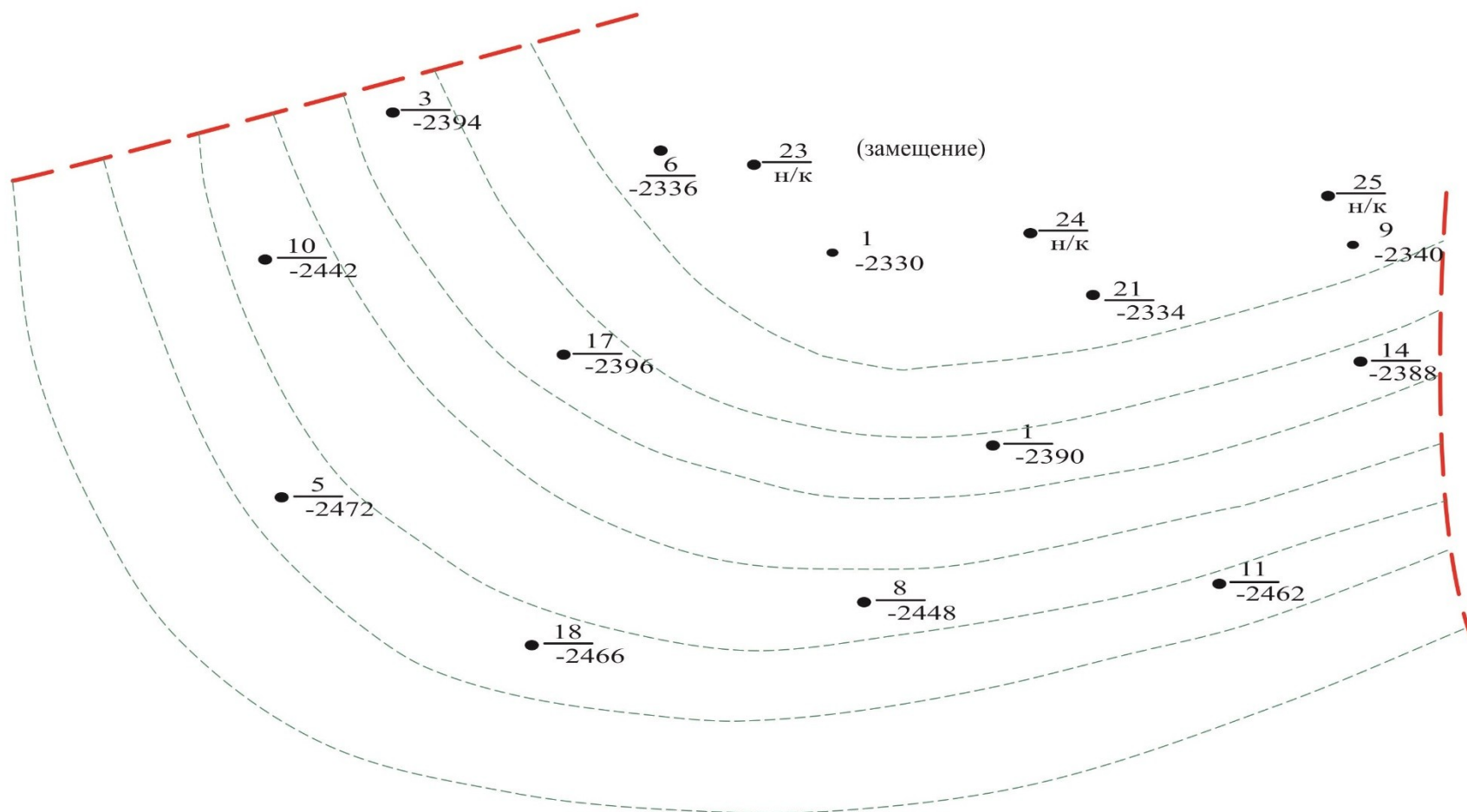


Рисунок 1.12 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Верхнемеловая залежь нефти

Вариант 12

Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейморазведкой.

Нефтяная залежь пласта A_3
Карта кровли проницаемой
части коллектора
Масштаб 1 : 50 000

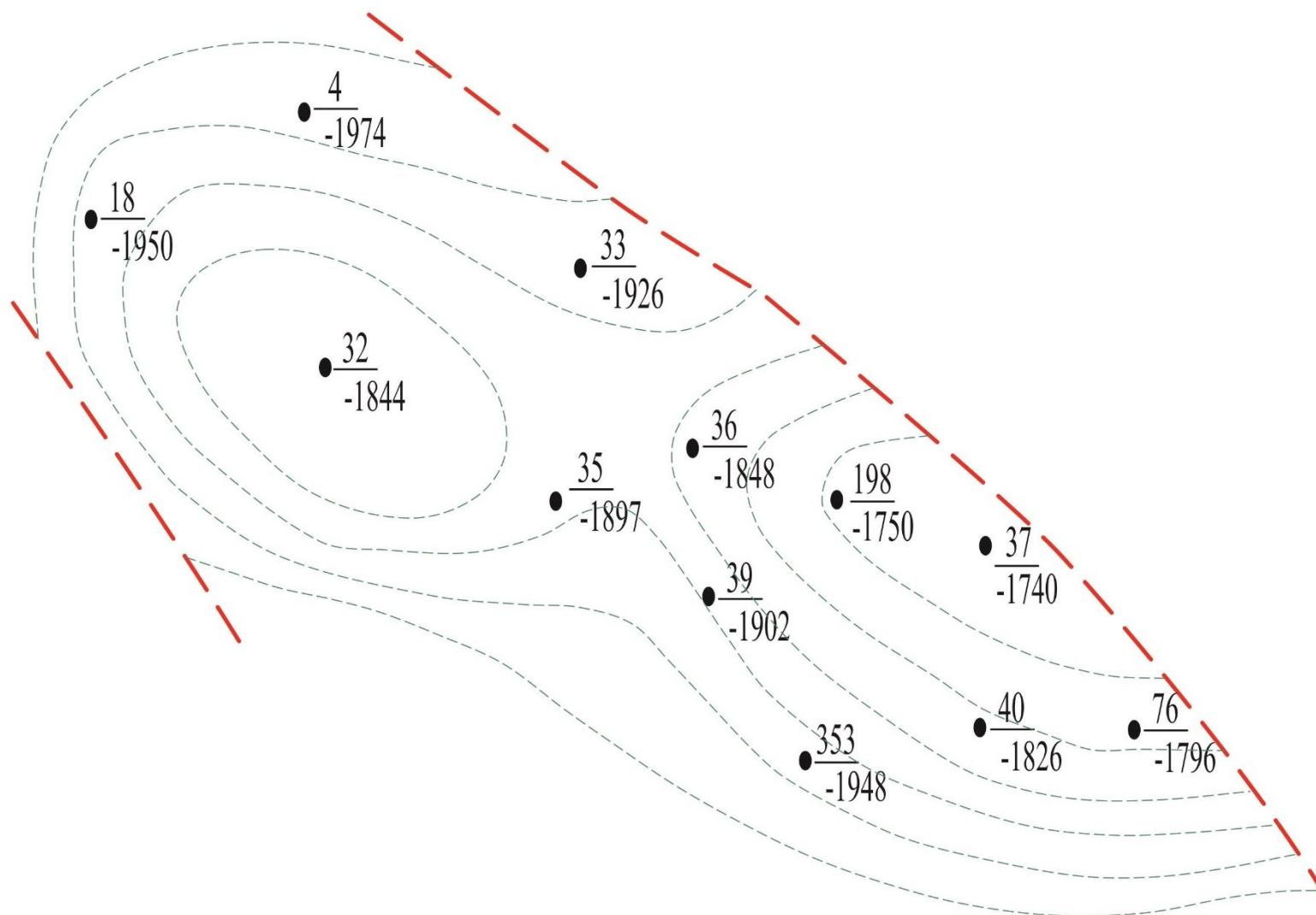


шаг изолиний 25 м

Рисунок 1.13 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь пласта A_3

Вариант 13
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.

Нефтяная залежь XIX - XX - XXI пластов
Карта кровли проницаемой части коллектора
Масштаб 1 : 50 000

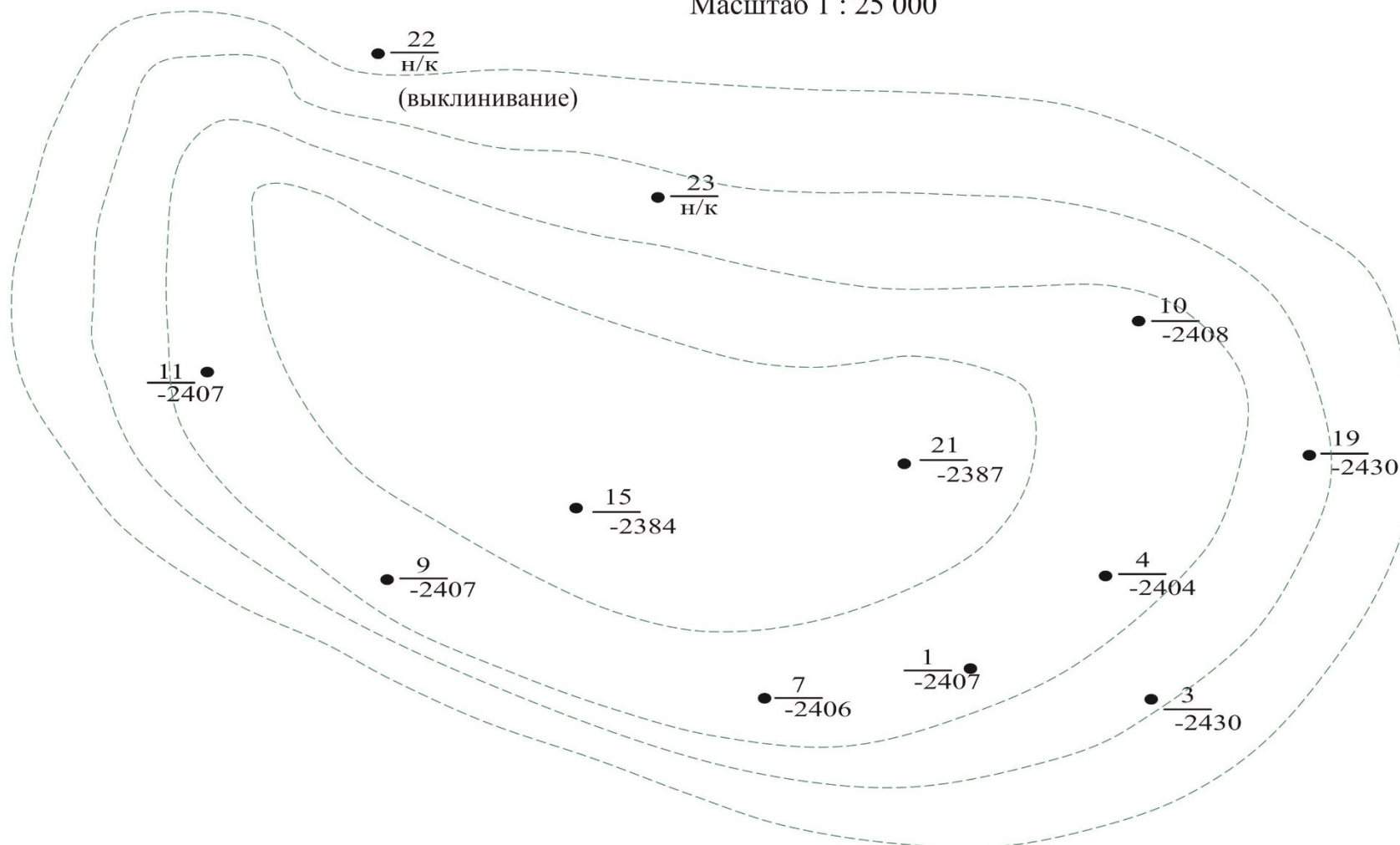


шаг изолиний 50 м

Рисунок 1.14 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь XIX – XX – XXI пластов

Вариант 14
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.

Нефтяная залежь пласта A_2
Карта кровли проницаемой части коллектора
Масштаб 1 : 25 000

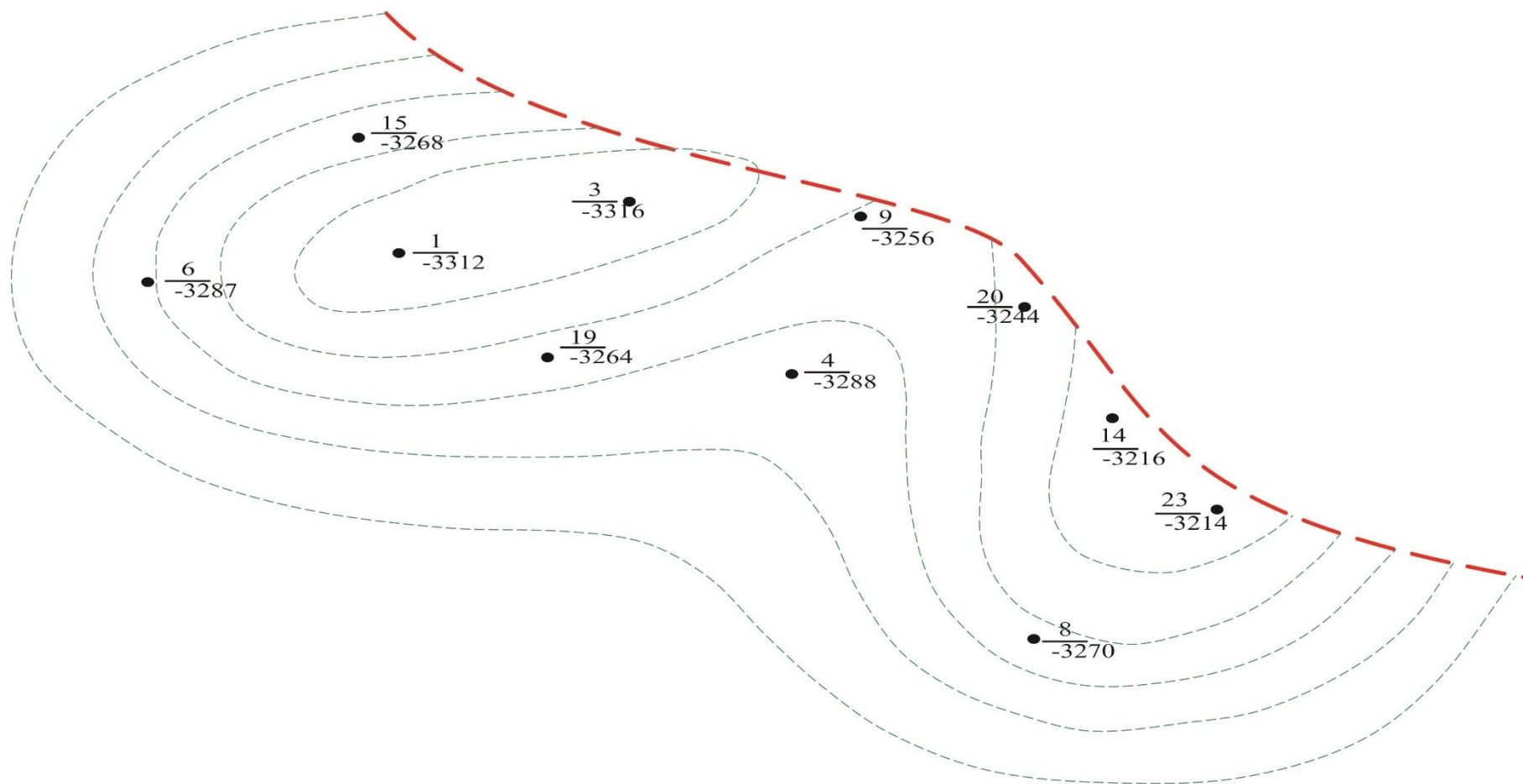


шаг изолиний 20 м

Рисунок 1.15 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь пласта A_2

Вариант 15
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.

Нефтяная залежь IX пласта нижнего мела
Карта кровли проницаемой части коллектора
Масштаб 1 : 25 000

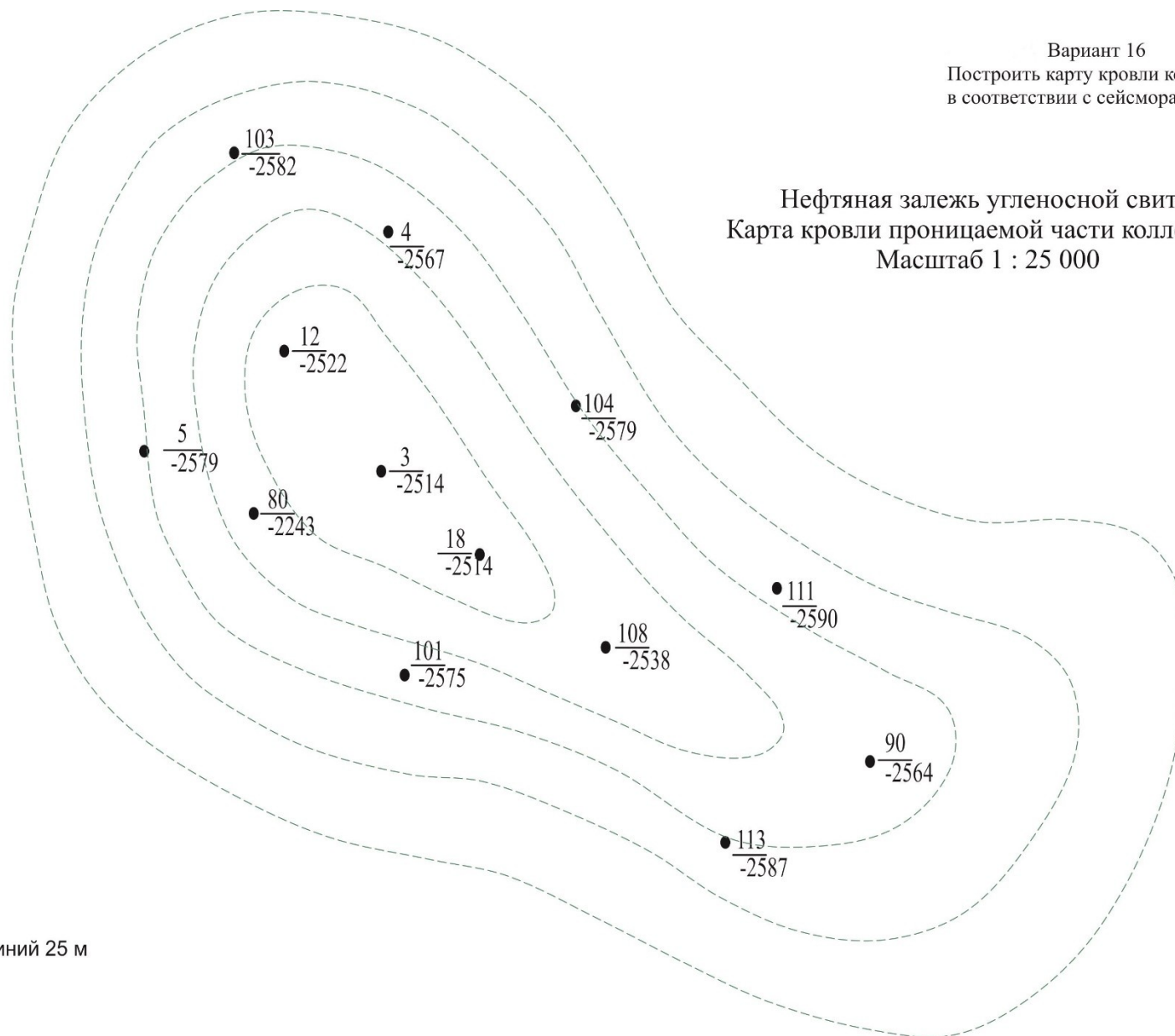


шаг изолиний 25 м

Рисунок 1.16 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь IX пласта нижнего мела

Вариант 16
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейморазведкой.

Нефтяная залежь угленосной свиты
Карта кровли проницаемой части коллектора
Масштаб 1 : 25 000



шаг изолиний 25 м

Рисунок 1.17 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь угленосной свиты

Вариант 17

Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.

Нижнемеловая залежь нефти
Карта кровли проницаемой части коллектора
Масштаб 1 : 50 000

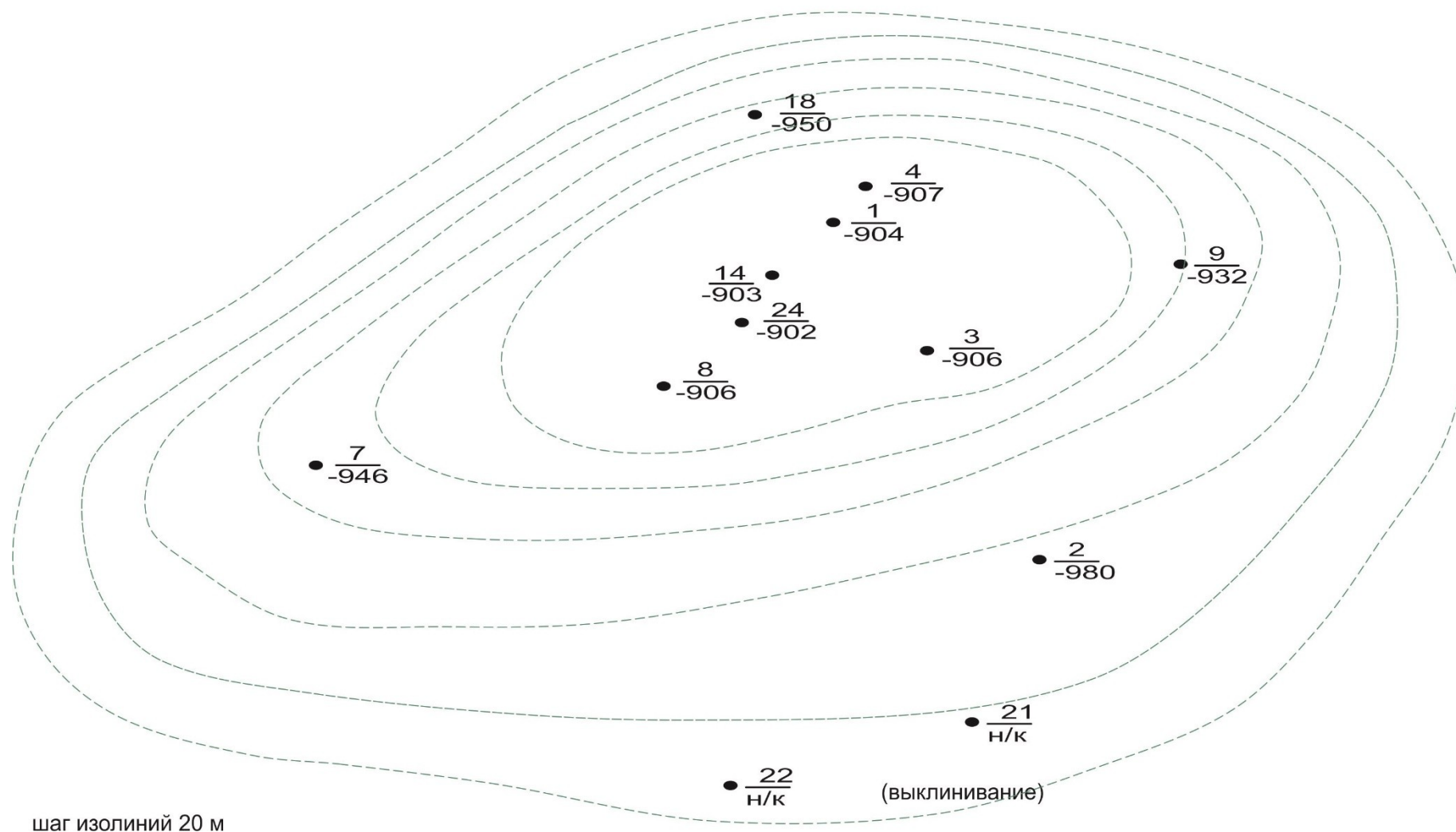


Рисунок 1.18 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нижнемеловая залежь нефти

Порядок выполнения работы.

1. Составить таблицу ранжированного ряда распределения (таблица 1.18).

Таблица 1.18. Ранжированный ряд распределения значений открытой пористости

Границы класса, %	Середина класса x_j , %	Частота f_j	Накопленная частота f_{kj}	Плотность частоты f_{pj} , $f_{pj} = \frac{f_j}{d}$	Условная варианта α_j	α_j^2	$(f_j * \alpha_j)$	$(f_j * \alpha_j^2)$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Σ	-	N	-	-	-	-		

2. Определить количество классов (интервалов разбиения, n), первоначального ряда результатов наблюдений, используя формулу Стерджесса:

$$n = 1 + 3,322 \lg N, \quad (1.1)$$

где N – объём совокупности (количество исходных данных).

3. Рассчитать длину классического интервала d :

$$d = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{n}, \quad (1.2)$$

где $x_{\max}$ и $x_{\min}$ – наибольшее и наименьшее значения открытой пористости; n – количество классов.

4. Заполнить столбец 1 таблицы 1.18. Начало первого интервала соответствует минимальному значению открытой пористости.

5. Определить середину каждого интервала и заполнить столбец 2 таблицы 1.18.

6. Определить частоту встречаемости значений открытой пористости в каждом интервале, заполнить столбец 3 таблицы 1.18. Сумма частот всех интервалов равна объёму совокупности.

7. Рассчитать накопленную частоту (f_{kj}) для каждого интервала, для первого интервала она равна частоте этого интервала, для второго – сумме частот второго и первого интервалов, для третьего – сумме частот третьего, второго и первого интервалов и т.д. Заполнить столбец 4 таблицы 1.18.

8. Заменить истинные значения открытой пористости, соответствующие середине каждого интервала условными вариантами (α_j), вычислив их по формуле:

$$\alpha_j = \frac{x_j - x_0}{d}, \quad (1.3)$$

где x_j - середина класса; x_0 - середина класса, занимающая центральное положение в ряду или имеющая наибольшую частоту.

Заполнить столбец 6 таблицы 1.18.

9. Рассчитать произведение частоты и условной варианты ($f_j * \alpha_j$) для каждого интервала, заполнить столбец 8 таблицы 1.18.

10. Определить первый условный начальный момент:

$$V'_1 = \frac{\sum(f_j * \alpha_j)}{N}. \quad (1.4)$$

11. Вычислить среднее значение открытой пористости:

$$M_x = \bar{K}_{по} = V'_1 * d + x_0. \quad (1.5)$$

12. Определить второй условный начальный момент, дисперсию и среднеквадратическое стандартное отклонение, коэффициент вариации:

$$V'_2 = \frac{\sum(f_j * \alpha_j^2)}{N}, \quad (1.6)$$

$$\sigma^2 = [V'_2 - (V'_1)^2] * d^2, \quad (1.7)$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2}, \quad (1.8)$$

$$W = \frac{\sigma}{M_x} * 100. \quad (1.9)$$

12. Рассчитать абсолютную и относительную ошибки среднего значения открытой пористости. В случае большой выборки (>30) абсолютная ошибка рассчитывается по формуле:

$$E_{K_{по}} = \pm \frac{t * \sigma}{\sqrt{N}}, \quad (1.10)$$

где t - гарантийный коэффициент, определяющий вероятность получения фактической ошибки, не выходя за пределы вычисленных значений, $t = 1, 2, 3$; при расчетах принимается $t=2$.

Относительная ошибка подсчётного параметра определить по зависимости:

$$E'_{K_{no}} = \frac{E_{K_{no}}}{M_x} \cdot 100 \quad (1.11)$$

Пример. По результатам исследования керна имеется 100 определения открытой пористости, значения которой изменяются от 0,8 до 11,9 %. Составим специальную таблицу (таблица 1.19).

Таблица 1.18. Расчет средней величины открытой пористости вероятностно-статистическим методом

Ёмкость класса d , %	Середина класса x_j , %	Частота f_j	Накопленная частота f_{kj}	Плотность частоты f_{pj} $f_{pj} = \frac{f_j}{d}$	Условные варианты α_j	α_j^2	$f_j * \alpha_j$	$f_j * \alpha_j^2$
0-2	1	3	3	1,5	-2	4	-6	12
2-4	3	13	16	6.5	-1	1	-13	13
4-6	5	33	49	16.5	0	0	0	0
6-8	7	30	79	15	1	1	30	30
8-10	9	17	96	8.5	2	4	34	68
10-12	11	4	100	2	3	9	12	36
							$\Sigma+54$	$\Sigma159$

Вычислим первый условный начальный момент и определим истинное значение подсчётного параметра:

$$V'_1 = \frac{\Sigma f_j * \alpha_j}{N} = \frac{54}{100} = 0,54 \%$$

$$M_x = K_{no} = V'_1 * d + x_0 = 0,54 * 2 + 5 = 6,08 \%$$

Второй условный начальный момент, дисперсия и среднеквадратичное отклонение, коэффициент вариации составят:

$$V'_2 = \frac{\Sigma f_j * \alpha_j^2}{N} = \frac{159}{100} = 1,59$$

$$\sigma^2 = [V'_2 - (V'_1)^2] * d^2 = [1,59 - 0,54^2] * 2^2 = 5,19$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{5,19} = 2,28 \%$$

$$W = \frac{\sigma}{M_x} * 100 = \frac{2,28}{6,08} * 100 = 37,5 \%$$

Абсолютная ошибка определения среднего значения параметра в рассчитывается по формуле (1.10):

$$E_{K_{no}} = \pm \frac{t * \sigma}{\sqrt{N}} = \frac{2 * 2,28}{\sqrt{100}} = 0,46 \%$$

Относительная ошибка подсчётного параметра определена по зависимости (1.11):

$$E'_{K_{no}} = \frac{E_{K_{no}}}{M_x} * 100 \% = \frac{0,46}{6,08} * 100 = 7,6 \%$$

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, подробное решение предложенной задачи, вывод.

В выводе необходимо обосновать, какому закону распределения подчиняется выборочная совокупность подсчётного параметра и аргументировать необходимость/отсутствие необходимости привлечения дополнительных сведений по открытой пористости, полученных в результате геофизических и гидродинамических исследований. Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. Что такое открытая пористость, коэффициент открытой пористости?
2. Каким образом определяется количественное значение открытой пористости, с какой целью находится среднее значение?
3. Какие виды графических построений используются для наглядного изображения рядов распределения?
4. Каковы основные причины отклонения статистического распределения значений коэффициентов открытой пористости и нефтегазонасыщенности от закона нормального распределения? Как этот факт влияет на способ расчёта среднего значения подсчётного параметра?

5. Как влияет взаимосвязанное изменение подсчётных параметров на способ расчёта их средних значений?
6. Каким образом определяется среднее значение открытой пористости и использованием условных вариант и условных начальных моментов.
7. Каким образом рассчитываются и с какой целью используются коэффициент вариации, абсолютная и относительная ошибки определения среднего значения открытой пористости.

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3, 4, 5, 6].

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 2

Определение среднего значения коэффициента проницаемости и нефтенасыщенности продуктивного пласта

Цель: Приобретение навыков определения среднего значения коэффициента проницаемости и нефтенасыщенности продуктивного пласта вероятностно-статистическим и корреляционным методами.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).

5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

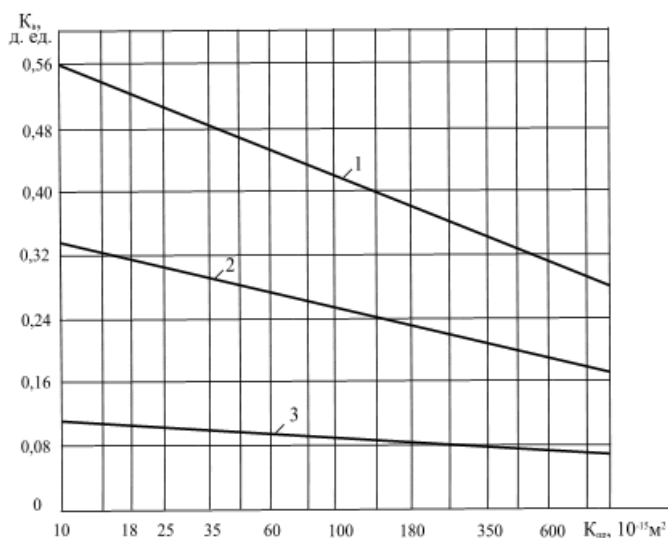
Теоретическое обоснование. Нефтесодержание породы – коллектора количественно оценивается *коэффициентом нефтенасыщенности*, численно равным отношению объема открытых пустот, занятых нефтью, к общему объему открытых пустот.

Следует учитывать, что пустотное пространство заполнено углеводородными флюидами, а часть его занято водой. При подсчете запасов коэффициенты нефтенасыщенности и газонасыщенности определяются из выражения:

$$K_{n(z)} = 1 - K_v \quad (2.1)$$

где K_v коэффициент остаточной водонасыщенности (доли единицы), характеризующий содержание в открытых пустотах воды, физически связанной с породой.

Исследованиями М. Маскета, П. Джонса и С. Закса установлено, что остаточная водонасыщенность коллекторов различного литологического состава уменьшается с увеличением их проницаемости (рисунок 2.1). *Проницаемость горных пород* характеризует пропускную способность породы для жидкости, газа или их смеси при наличии перепада давления.



Условные обозначения:

Пески:

1 - мелкозернистые;

2 - среднезернистые;

3 - известняки, доломиты и крупнозернистые пески.

Рисунок 2.1. График Джонса и Загса

В настоящее время прямым методом определения нефтенасыщенности принято считать расчет величины этого признака по остаточной водонасыщенности, установленной на кернах, полученных при бурении скважин на безводном растворе. Другие методы определения нефтенасыщенности: по геофизическим данным или по лабораторным исследованиям связанной воды способами капиллярного давления, центрифугирования, капиллярного впитывания, испарения, хлоридным и др. являются косвенными, и при их применении необходим тщательный учет всех факторов, влияющих на качество результатов.

При определении нефтенасыщенности по геофизическим данным сначала вычисляют среднюю взвешенную по мощности величину ее в каждой скважине. Дальнейший расчет параметра производят в зависимости от характера изменчивости его по залежи. Если значения средней взвешенной нефтенасыщенности в скважинах мало отличаются друг от друга или в их изменении нет закономерностей, то параметр нефтенасыщенности вычисляют как среднюю арифметическую величину из значений ее в скважинах.

При наличии закономерных изменений по площади строят карты нефтенасыщенности, а параметр определяют как среднюю взвешенную по площади величину. Если в залежи имеются обширные водонефтяные зоны, то среднюю взвешенную насыщенность необходимо определять отдельно для чисто нефтяной и водонефтяной зон.

Для определения проницаемости пород-коллекторов, и также коэффициента продуктивности, относительной проницаемости, вероятного свободного дебита скважин используются связи этих параметров с показаниями электрических методов и гамма-метода. Основой связей являются корреляционные зависимости между проницаемостью пород и их глинистостью, удельной поверхностью, количеством и характером распределения остаточной воды и т. п. Перспективны методы ядерно-магнитного резонанса (ЯМР), вызванных потенциалов (ВП) и акустический (АК), а также использование многомерных корреляций между проницаемостью и двумя и или несколькими геофизическими параметрами.

Аппаратура, оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы является выборочная совокупность значений проницаемости пород, определённых в скважинах, вскрывших залежь нефти. Данные представлены в табличной форме (таблицы 1.1 - 1.17)

Порядок выполнения работы.

1. Определить величину среднего значения коэффициента проницаемости:

$$M_{K_{np}} = \frac{\sum K_{np_i}}{N}, \quad (2.2)$$

где N – количество определений коэффициента проницаемости; K_{np_i} – значение коэффициента проницаемости в i -той скважине.

2. Определить размах совокупности (выборки):

$$R = K_{np_{\max}} - K_{np_{\min}}, \quad (2.3)$$

где $K_{\text{прmax}}$, $K_{\text{прmin}}$ – соответственно максимальное и минимальное значения коэффициента проницаемости.

3. В соответствии с таблицей 2.1 выбрать коэффициент выборки (α_N).

Таблица 2.1 – Значение α_N в зависимости от объема совокупности ($N < 13$)

N	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
α_n	1,128	1,693	2,059	2,326	2,534	2,704	2,847	2,93	3,078	3,173	3,258

4. Вычислить среднеквадратическое стандартное отклонение:

$$\sigma = \pm \frac{R}{\alpha_N} \quad (2.4)$$

5. Рассчитать коэффициент вариации:

$$W = \frac{\sigma}{M_{K_{np}}} \cdot 100\% \quad (2.5)$$

6. Исходя из величины гарантийного коэффициента вероятности t , определённого из таблицы 2.2 для малых выборок ($P(t)=0,682$) рассчитать величину абсолютной ошибки определения средней арифметической коэффициента проницаемости:

Таблица 2.2 – Значение t в зависимости от объема выборки ($t < 21$)

N	3	4	6	8	10	12	14	16	18	20
$P(t)=0,682$	1,32	1,3	1,11	1,08	1,06	1,04	1,02	1,01	1,01	1,01
$P(t)=0,954$	4,5	3,3	2,6	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1

$$E_{M_{K_{np}}} = \pm \frac{t \cdot \sigma}{\sqrt{N}} \quad (2.6)$$

7. Определить генеральное среднее значение коэффициента проницаемости:

$$M_{\Gamma} = M_{K_{np}} \pm E_{M_{K_{np}}}, \quad (2.7)$$

и относительную ошибку:

$$E'_{M_{K_{np}}} = \pm \frac{E_{M_{K_{np}}}}{M_{K_{np}}} \cdot 100, \quad (2.8)$$

8. Определить приближенную оценку коэффициента водонасыщенности (K_v) по графику зависимости содержания связанной воды от коэффициента нефтенасыщенности (рисунок 2.1).

9. Рассчитать коэффициент нефтенасыщенности:

$$K_n = 1 - K_B \quad (2.9)$$

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, подробное решение предложенной задачи, вывод. Полученные результаты иллюстрировать графиком.

Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. Что такое проницаемость, коэффициент нефтенасыщенности, остаточная водонасыщенность?
2. Каким образом определяется количественное значение проницаемости и коэффициента нефтенасыщенности интервала разреза?
3. Что является общим и в чем существуют различия при определении средних значений коэффициентов пористости и нефтенасыщенности?
4. Какие из существующих методов определения коэффициента нефтенасыщенности являются наиболее достоверными?
5. Каким образом определяется среднее значение коэффициента нефтенасыщенности по геофизическим данным?
6. Как влияет наличие закономерных изменений нефтенасыщенности по площади на способ определения среднего значения этого подсчётного параметра?
7. Каким образом определяется среднее значение нефтенасыщенности при наличии корреляционной связи между проницаемостью и остаточной водонасыщенностью (при малом объёме выборок)?

8. Каким образом рассчитываются и с какой целью используются коэффициент вариации, абсолютная и относительная ошибки определения среднего значения параметра?

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3, 4, 5, 6].

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 3

Определение положения водонефтяного контакта (ВНК) в скважине, абсолютной среднеквадратической ошибки установления положения ВНК в отдельной скважине

Цель: Приобретение навыков определения положения водонефтяного контакта в скважине и оценки среднеквадратической ошибки установления его положения.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование.

Площадь пластовых залежей контролируется внешним контуром нефтегазоносности (ВНК). В залежах сложных типов границы выклинивания пластов и литолого-фациального замещения коллекторов проводятся на середине расстояния между скважинами, вскрывшими и невскрывшими коллектор.

Информацией о положении ВНК в каждой отдельной скважине служат данные изучения керна, материалы промыслово-геофизических исследований (ГИС) и результаты поинтервального опробования и испытания.

Для обоснования ВНК и проведения границ залежей составляется схема опробования скважин и обоснования контактов. На схеме приводятся все сведения о результатах опробования в колонне, данные замеров гидродинамическими приборами, результаты интерпретации ГИС.

При обосновании положения ВНК следует учитывать, что в пластах с хорошими коллекторскими свойствами сформировавшиеся залежи характеризуются резкой границей между нефтью (газом) и водой. В формирующихся залежах, особенно в неоднородных пластах, между зонами стабилизированного, или предельного, нефтегазонасыщения и водонасыщения располагается переходная зона. В разрезе переходной зоны условно выделяются три интервала, различающиеся по степени насыщения коллекторов нефтью и соответственно по получаемой из них продукции в скважинах. При опробовании верхнего интервала, граничащего с зоной стабилизированного насыщения, получают притоки безводных нефти; при опробовании среднего интервала – притоки нефти и газа с водой, причем, чем ближе к водонасыщенной зоне, тем выше доля воды в продукции скважины; опробование нижнего интервала со значениями нефтегазонасыщенности меньше граничных дает притоки практически одной воды.

Контакт нефть-вода, как правило, редко бывает абсолютно плоским, обычно он образует неровную поверхность, близкую к горизонтальной или

наклонной. При определении контуров залежи проводится условная плоскость, причем таким образом, чтобы она была средней по отношению к установленным контактам в отдельных скважинах. При определении нефтегазонасыщенного объема эффективная нефтегазонасыщенная толщина в каждой скважине учитывается как сумма толщин всех продуктивных интервалов, независимо от их положения относительно принятого среднего уровня положения ВНК. Точки пересечения ее с картами поверхности кровли и подошвы коллекторов пластовых залежей соединяются между собой, определяя положение внешнего и внутреннего контуров.

При горизонтальном ВНК внешний и внутренний контуры нефтеносности проводятся по изогипсам каждой карты, имеющим отметку принятых контактов. В массивной залежи проводится только внешний контур на карте поверхности кровли пласта.

Методика и порядок выполнения работы

Положение ВНК может быть определено по данным интерпретации каротажных диаграмм и по данным результатов опробования. Абсолютные среднеквадратические ошибки установления ВНК определяются двумя способами:

1. По данным интерпретации каротажных диаграмм.

Абсолютная среднеквадратическая ошибка установления ВНК по данным интерпретации каротажных диаграмм в отдельной скважине ($E_{z \text{ ВНК}}$) рассчитывается по формуле:

$$E_{z \text{ ВНК}} = \pm \sqrt{E_1^2 + E_2^2 + E_3^2 + E_{\text{от}}^2} \quad (3.1)$$

где E_1 – среднеквадратическая ошибка отбивки устья, м; E_2 – среднеквадратическая ошибка промера каротажного кабеля, м; E_3 – среднеквадратическая ошибка учета кривизны скважины, м; $E_{\text{кр}}$ – абсолютная среднеквадратическая ошибка отбивки ВНК по каротажным диаграммам (принимается равной 0,2 м). Величины E_1 , E_2 и E_3 определяются по таблице 3.1.

2. По данным результатов опробования.

В случае определения положения ВНК с помощью опробователей, испытателей пластов, а также при стационарном опробовании, абсолютная среднеквадратическая ошибка установления ВНК в отдельной скважине ($E_{z \text{ ВНК}}$) рассчитывается по формуле:

$$E_{z \text{ ВНК}} = \pm \sqrt{E_1^2 + E_2^2 + E_3^2 + E_{\text{ин}}^2}, \quad (3.2)$$

Таблица 3.1 – Среднеквадратические ошибки, входящие в расчётную формулу для определения абсолютной среднеквадратической ошибки установления ВНК

Среднеквадратические ошибки				
Средняя глубина залежи, м	Отбивка устья, E_1 , м	Промера каротажного кабеля, E_2 , м	Учета кривизны скважины, E_3 , м	Отбивка кровли $E_{\text{кр}}$, м
700	1,0	0,65	0,500	0,2
800		0,7	0,533	
900		0,75	0,566	
1000		0,8	0,600	
1100		0,85	0,633	
1200		0,9	0,666	
1300		0,95	0,7	
1400		1,00		
1500		1,05		
1600		1,1	0,8	
1700		1,15		
1800		1,2		
1900		1,25	0,9	
2000		1,3		
2100		1,35		
2200		1,4	1,0	
2300		1,45		
2400		1,5		
2500		1,6	1,1	
2600		1,7		
2700		1,8		
2800		1,9	1,2	
2900		2,0		
3000		2,1		
3100		2,2		
3200		2,3	1,4	
3300		2,4		
3400		2,5		
3500		2,65		
3600		2,8	1,6	
3700		3,1		
3800		3,25		
3900		4	1,8	

где $E_{ин}$ – абсолютная среднеквадратическая ошибка отбивки ВНК в скважине при поинтервальном опробовании:

$$E_{ин} = \pm \sqrt{\frac{[\Sigma d]}{4n}}, \quad (3.3)$$

где n – количество скважин, в которых определялось положение ВНК; Σd – сумма квадратов разности предельных отметок возможного положения ВНК.

Величина d может определяться двумя способами:

а) Если из отдельных интервалов получены чистая вода и чистая нефть, то величина d равна разности между верхней границей интервала перфорации, из которого получена вода, и нижней границей интервала перфорации, из которого получена чистая нефть (рисунок 3.1).

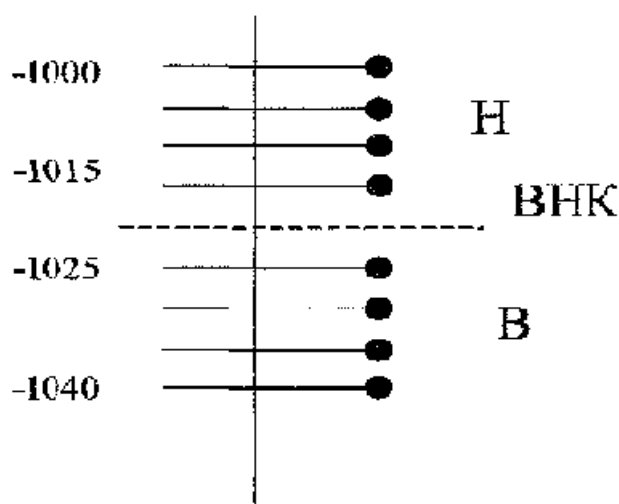


Рисунок 3.1. Схема определения величины d в случае, если в одном интервале получена чистая нефть, во втором – вода

$$H_{a \text{ ВНК}} = \frac{[H_{в \text{ min}}] + [H_{н \text{ max}}]}{2} \quad (3.3)$$

$$H_{a \text{ ВНК}} = \frac{\text{минус } 1025 + \text{минус } 1015}{2} = \text{минус } 1020 \text{ м.}$$

$$[d] = [|H_{н \text{ max}}| - |H_{в \text{ min}}|]^2 \quad (3.4)$$

$$[d] = [1025 - 1015]^2 = 100 \text{ м.}$$

б) Если из интервала получена нефть с водой, то величина d равна разности между границами интервала испытания плюс поправка на

возможный захват нефти или воды выше или ниже интервала испытания (она равна 2 м)

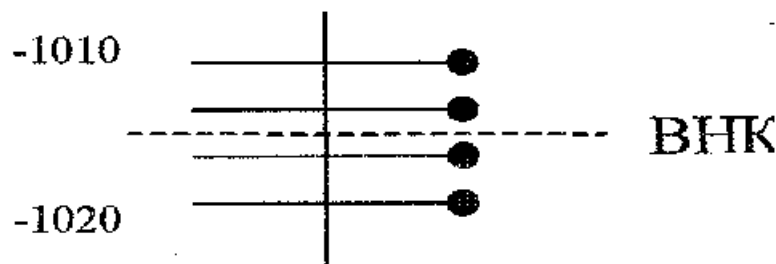


Рисунок 3.2. Схема определения величины d в случае, если в из интервала получена нефть с водой

$$H_{a \text{ ВНК}} = \frac{[H_{не \text{ min}}] + [H_{не \text{ max}}]}{2} \quad (3.5)$$

$$H_{a \text{ ВНК}} = \frac{\text{минус } 1010 + \text{минус } 1020}{2} = \text{минус } 1015$$

$$[d] = [|H_{н \text{ max}}| - |H_{в \text{ min}}| + 2]^2 \quad (3.6)$$

$$[d] = [1020 - 1010 + 2]^2 = 144 \text{ м.}$$

Аппаратура, оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются данные результатов опробований скважин, представленные в табличной форме (таблицы 1.1 -1.17).

Порядок выполнения работы:

1. По исходным данным составить схему опробования скважин и обоснования контакта нефть-вода;
2. Рассчитать предельные отметки возможного положения ВНК ($H_{a \text{ ВНК}}$) и величины квадратов разности предельных отметок возможного положения ВНК ($[d]$) для каждой скважины;
3. Определить абсолютную среднеквадратическую ошибку отбивки ВНК при поинтервальном опробовании по формуле 3.3;
4. Определить абсолютную среднеквадратическую ошибку установления ВНК в отдельной скважине по зависимости 3.2;
5. Определить среднеарифметическую отметку ВНК по формуле 3.5:

$$M_{ВНК} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{a.ВНКi}}{n} \quad (3.5)$$

Составить схему опробования скважин, определить глубинное положение ВНК в каждой скважине, провести линию, отвечающую пространственному положению ВНК в залежи.

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, исходные данные, схему опробования залежи, ход выполнения расчётов, вывод. Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. С какой целью составляется схема опробования и обоснования контактов, что на ней приводится?
2. Охарактеризуйте особенности строения переходной зоны между зонами предельного нефтегазонасыщения и водонасыщения, а также приведите способы отбивки контактов ВНК.
3. Каким образом определяется положение внешнего и внутреннего контуров нефтеносности?
4. Чем контролируется площадь пластовых залежей? Как проводятся границы в залежах сложных типов?
5. Какие среднеквадратические ошибки входят в расчётную формулу для определения абсолютной среднеквадратической ошибки установления ВНК по данным интерпретации каротажных диаграмм?
6. Каким образом рассчитываются абсолютная среднеквадратическая ошибка отбивки ВНК при поинтервальном опробовании ($E_{ин}$) и абсолютная среднеквадратическая ошибка установления ВНК в отдельной скважине ($E_{z\text{ ВНК}}$)?
7. Каким образом определяется отметка ВНК для всей залежи?

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3, 4, 5, 6].

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 4

Определение среднего значения эффективной нефтенасыщенной толщины и площади залежи, их абсолютных и относительных ошибок

Цель: Приобретение навыков определения среднего значения эффективной нефтенасыщенной толщины, его абсолютной и относительной ошибок и оценки ошибки площади залежи.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование. Площадь залежи определяет по данным пробуренных скважин с учетом результатов их испытания. При подсчете запасов нефти площадь измеряется планиметром на подсчетных планах.

Подсчетный план строится на основе структурной карты по кровле продуктивного горизонта, составленной в масштабах 1:5000 до 1:50000. На ней условными знаками показаны результаты опробования (испытания) всех скважин, пробуренных на дату подсчета. Эти результаты в комплексе с данными изучения керна, геофизических исследований позволяет определить пространственное положение внешнего контура нефтеносности исследуемой залежи. Площадь, ограниченная этим контуром, и есть искомая величина.

Продуктивный пласт в пределах нефтяной залежи характеризуется общей, эффективной и нефтенасыщенной толщиной. Общая толщина – это разность между глубинами залегания подошвы и кровли пласта. Эффективной толщиной называют суммарную толщину проницаемых прослоев, по которым возможно движение флюидов в пласте. Нефтенасыщенная толщина представляет собой суммарную толщину проницаемых прослоев, заполненных нефтью.

Нефтенасыщенная толщина определяется по результатам изучения керна и геофизических исследований скважин, вскрывших продуктивный пласт.

Значение нефтенасыщенной толщины может быть рассчитано как средневзвешенное по площади, если известны закономерности изменения этого параметра по залежи, т.е. построена карта эффективных толщин пласта.

При незначительном количестве пробуренных скважин построение карты изопахит невозможно. В этом случае эффективная нефтенасыщенная толщина определяется как среднее арифметическое значение этого параметра в скважинах, полностью вскрывших продуктивный пласт.

Аппаратура, оборудование и материалы. Исходными данными для выполнения работы являются результаты определения по скважинам эффективных нефтенасыщенных толщин. Данные представлены в виде карты изопахит (рисунки 4.1 - 4.17).

Вариант 1

Нижнемеловая залежь нефти
Карта эффективных нефтенасыщенных толщин
Масштаб 1 : 10 000

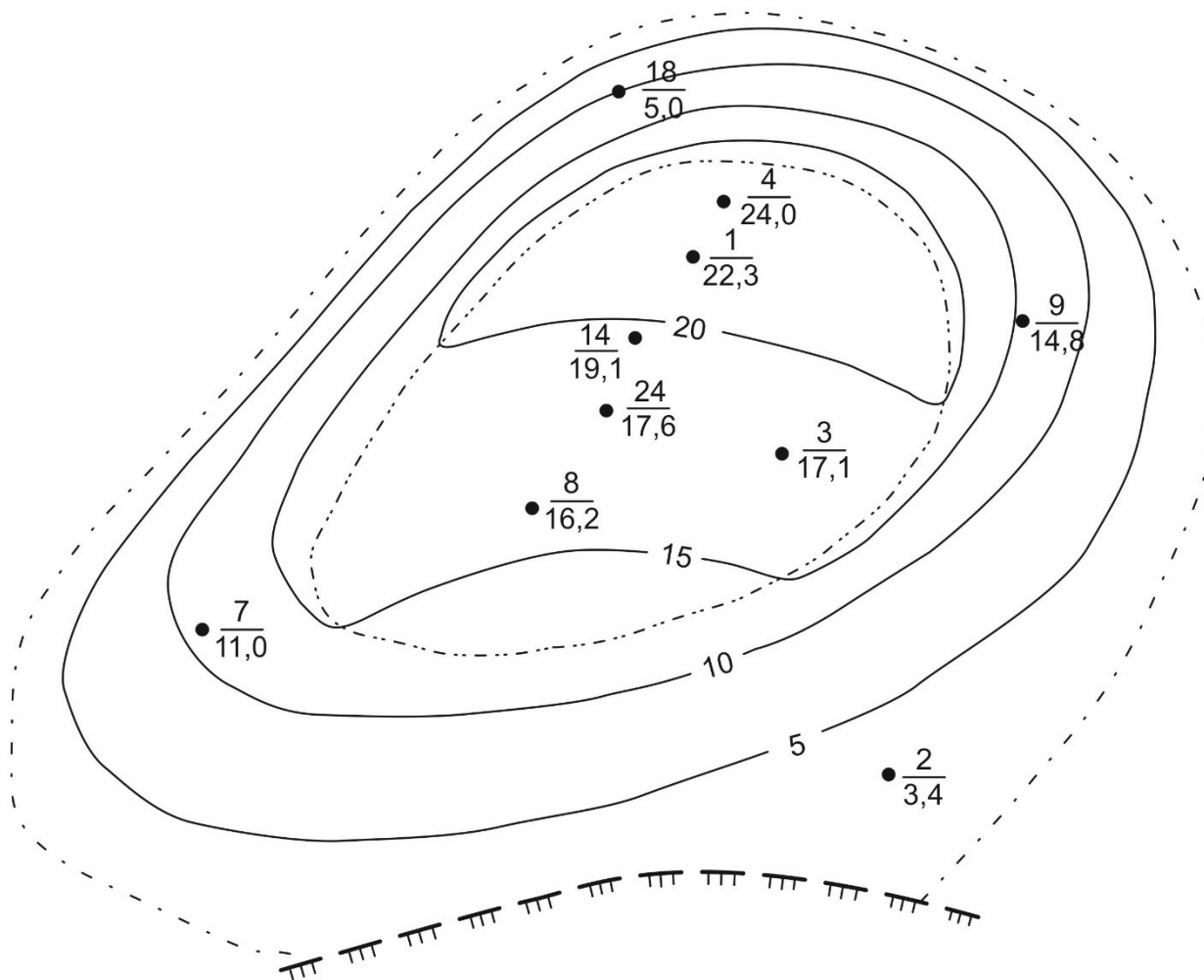


Рисунок 4.1 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нижнемеловая залежь нефти

Вариант 2

Нефтяная залежь аптского горизонта
Карта эффективных
нефтенасыщенных толщин
Масштаб 1 : 25 000



Рисунок 4.2 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь аптского горизонта

Вариант 3

Верхнемеловая залежь нефти
Карта эффективных нефтенасыщенных толщин
Масштаб 1 : 10 000

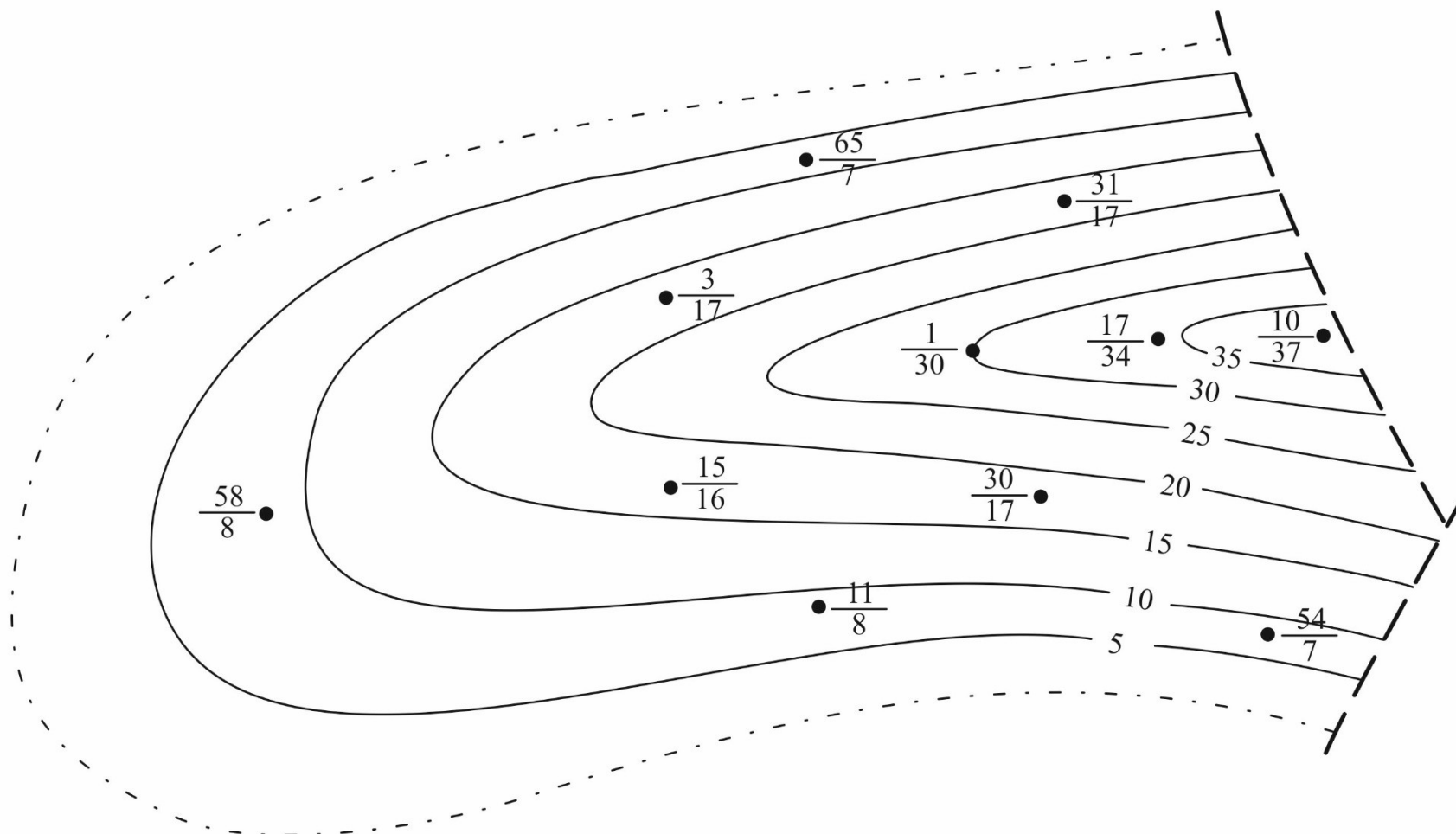


Рисунок 4.3 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Верхнемеловая залежь нефти

Вариант 4

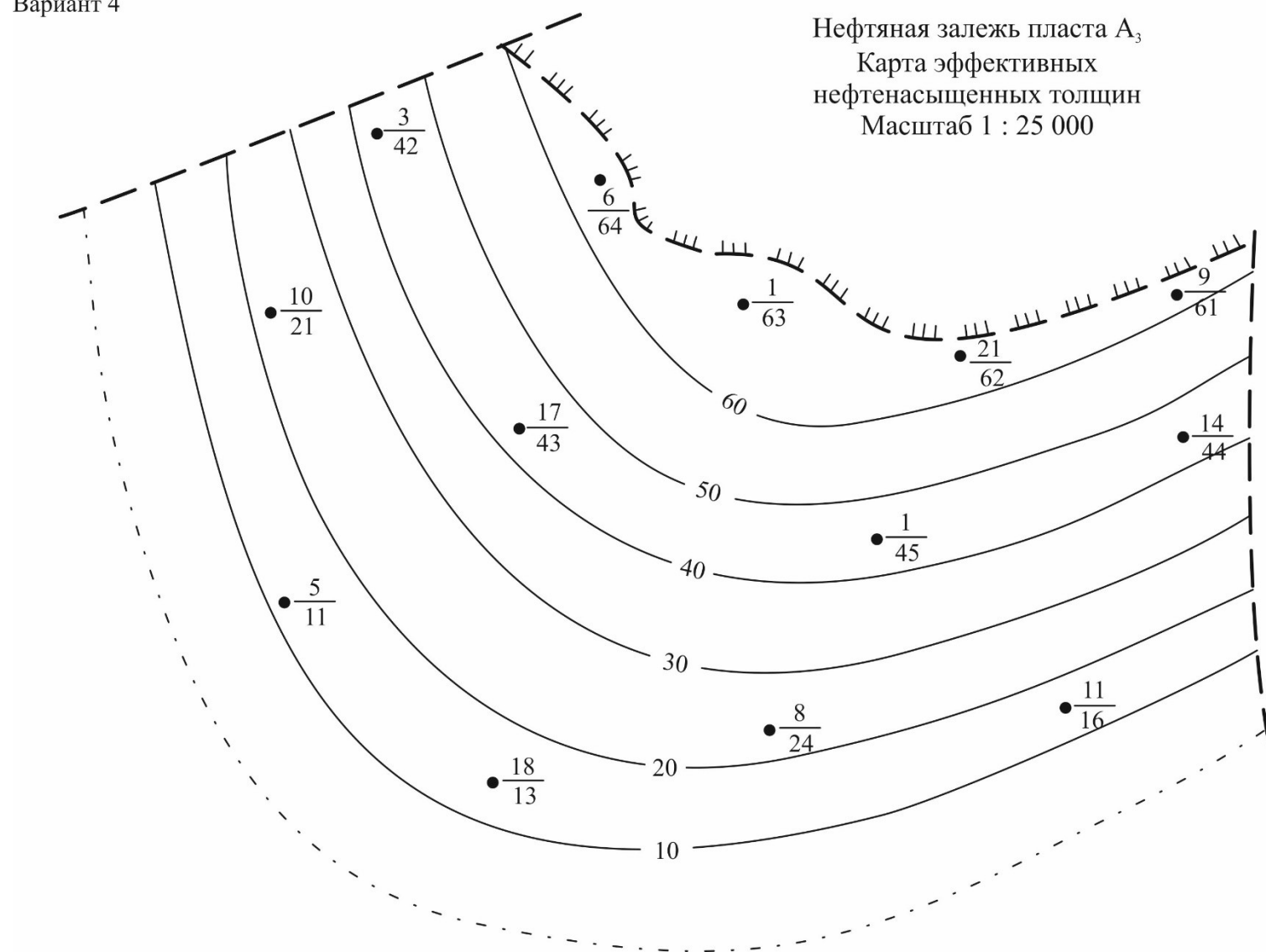


Рисунок 4.4 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь пласта A_3

Вариант 5

Нефтяная залежь XIX - XX - XXI пластов
Карта эффективных нефтенасыщенных толщин
Масштаб 1 : 25 000

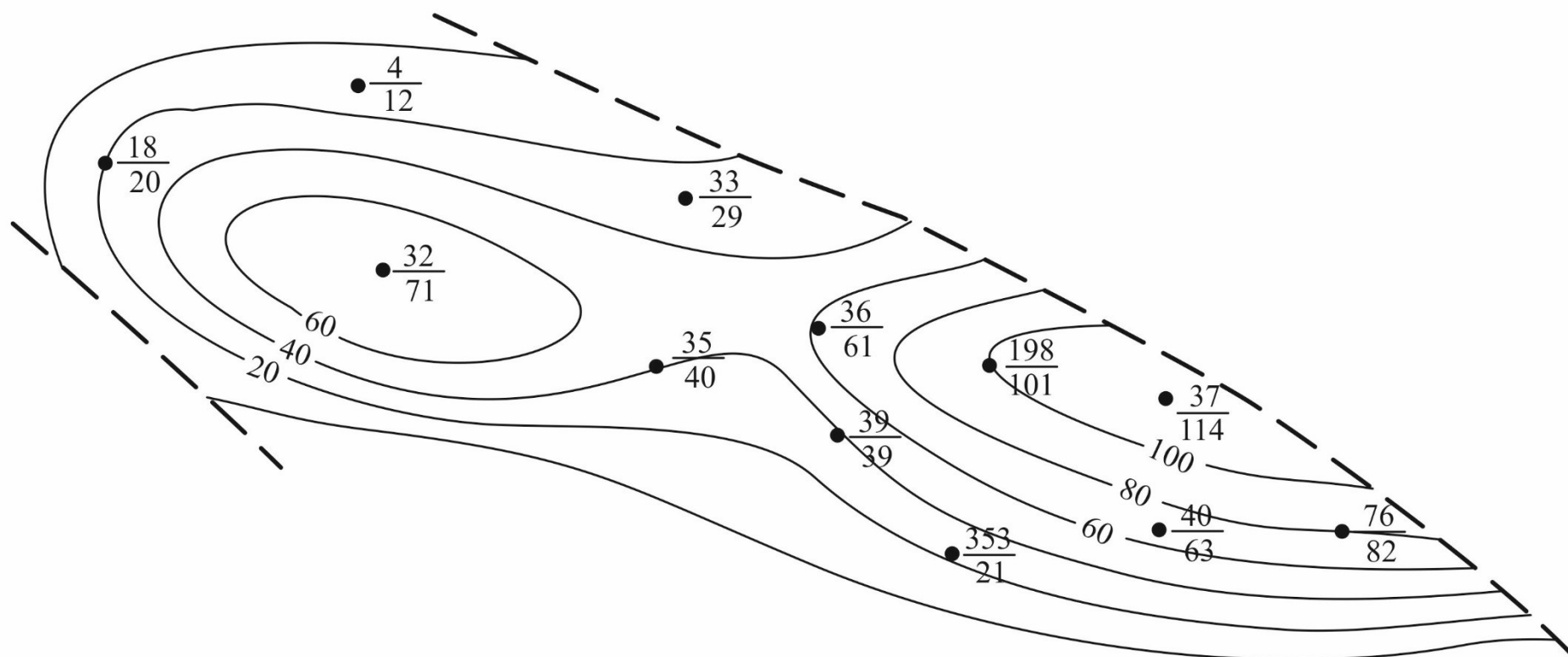


Рисунок 4.5 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь XIX-XX-XXI пластов

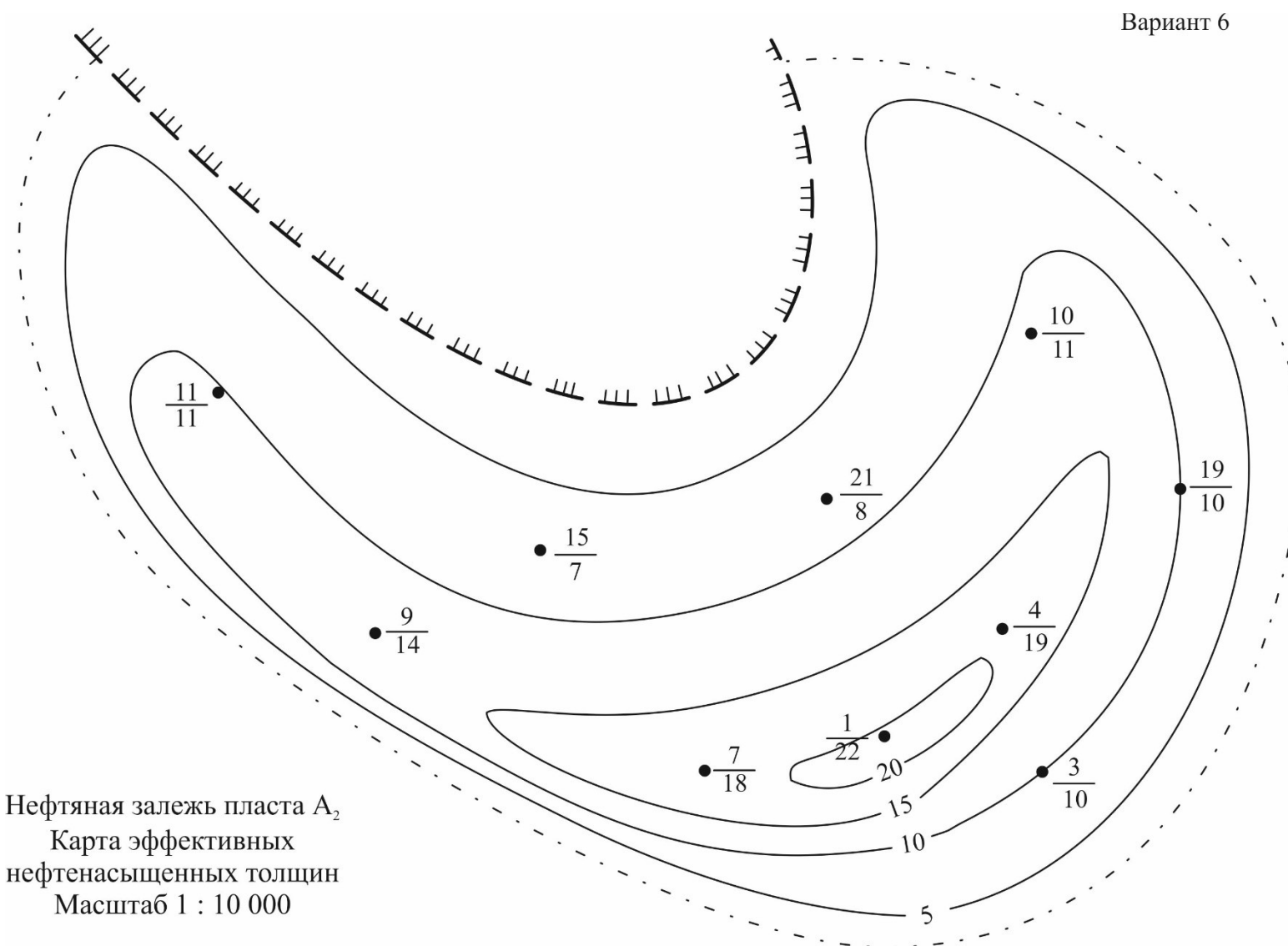


Рисунок 4.6 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь пласта A_2

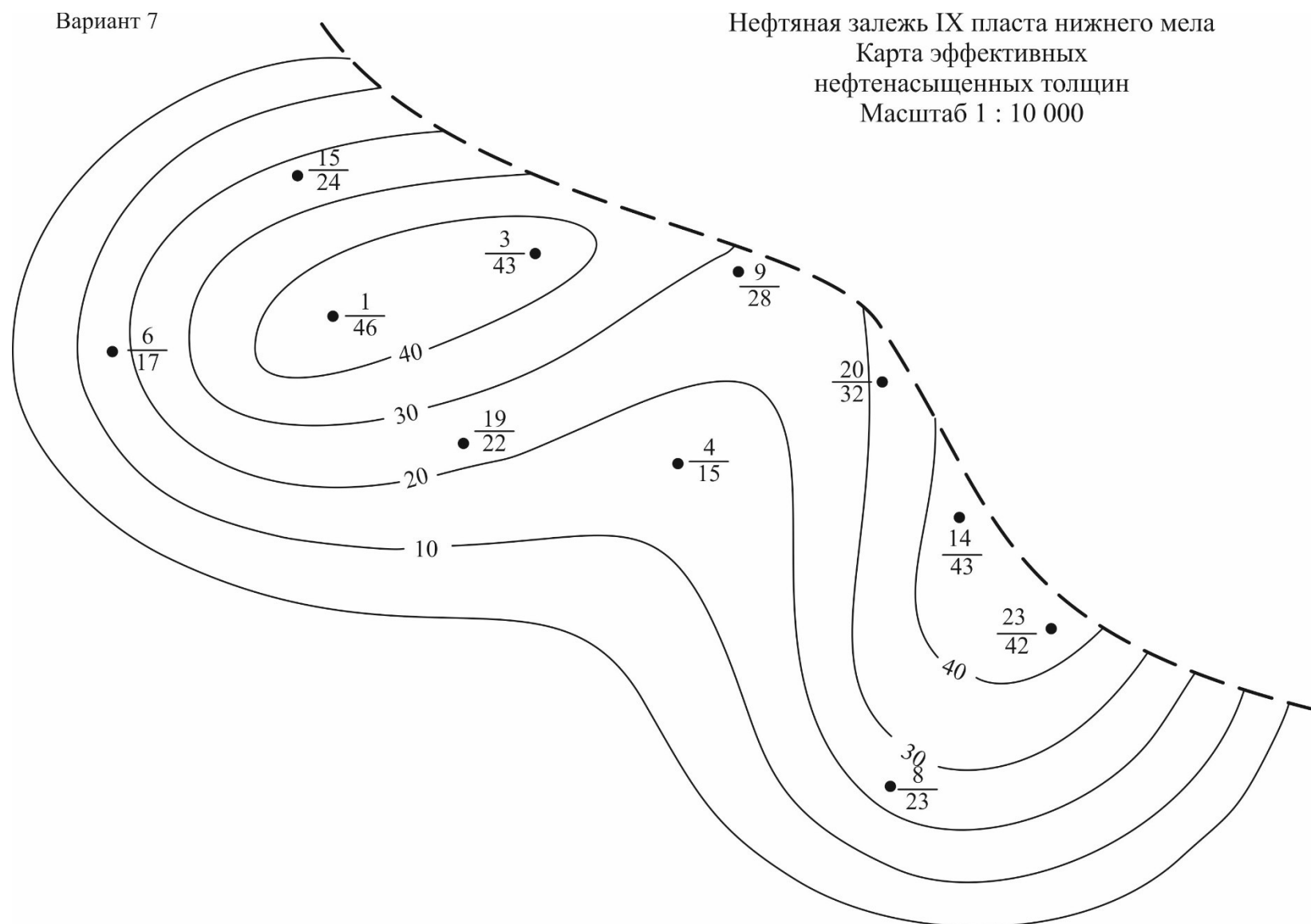


Рисунок 4.7 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь IX пласта нижнего мела

Вариант 8

Нефтяная залежь угленосной свиты
 Карта эффективных
 нефтенасыщенных толщин
 Масштаб 1 : 10 000

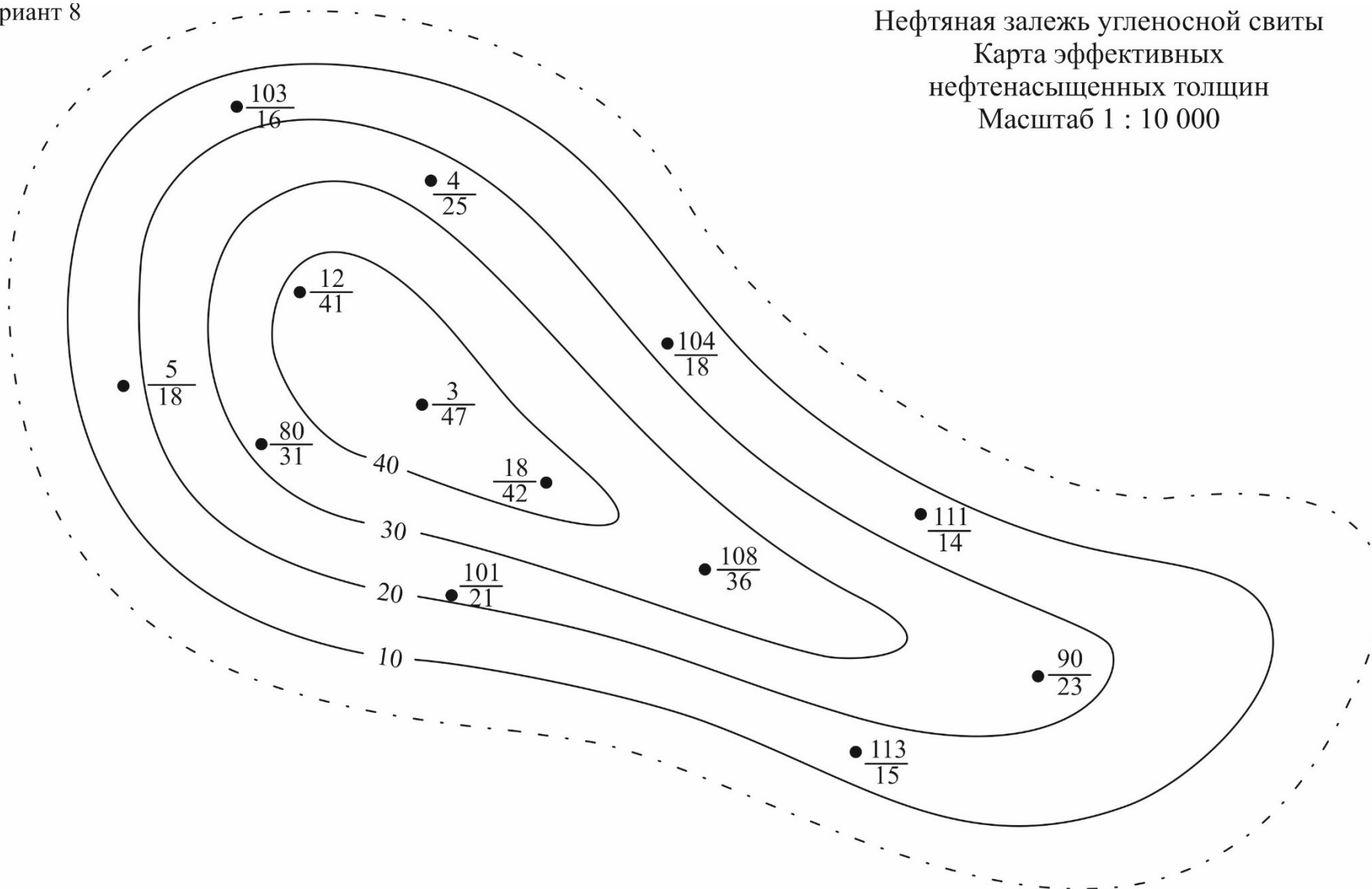


Рисунок 4.8 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь угленосной свиты

Вариант 9

Нижнемеловая залежь нефти
Карта эффективных нефтенасыщенных толщин
Масштаб 1 : 25 000

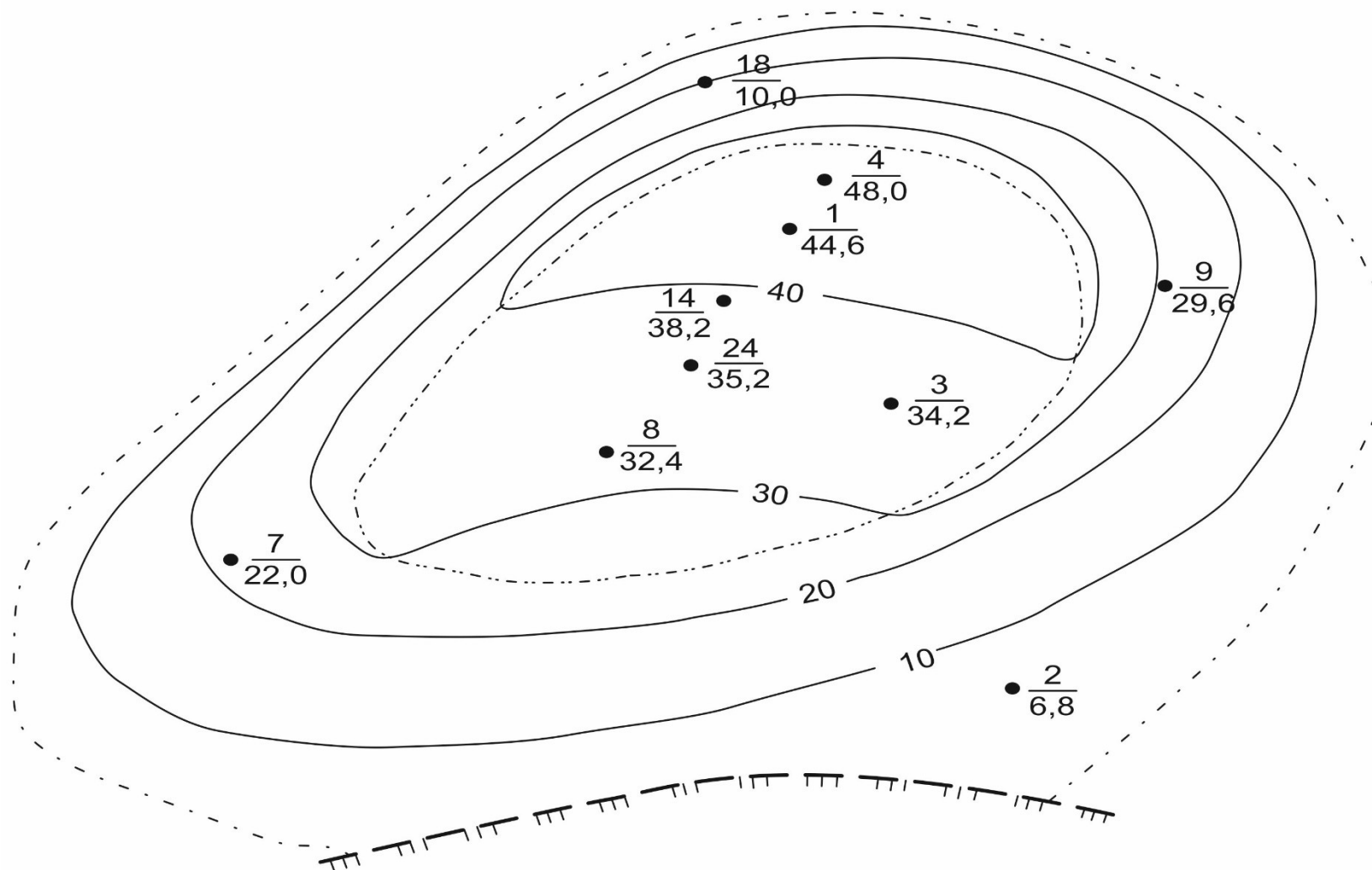


Рисунок 4.9 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нижнемеловая залежь нефти

Вариант 10

Нефтяная залежь аптского горизонта
 Карта эффективных
 нефтенасыщенных толщин
 Масштаб 1 : 50 000

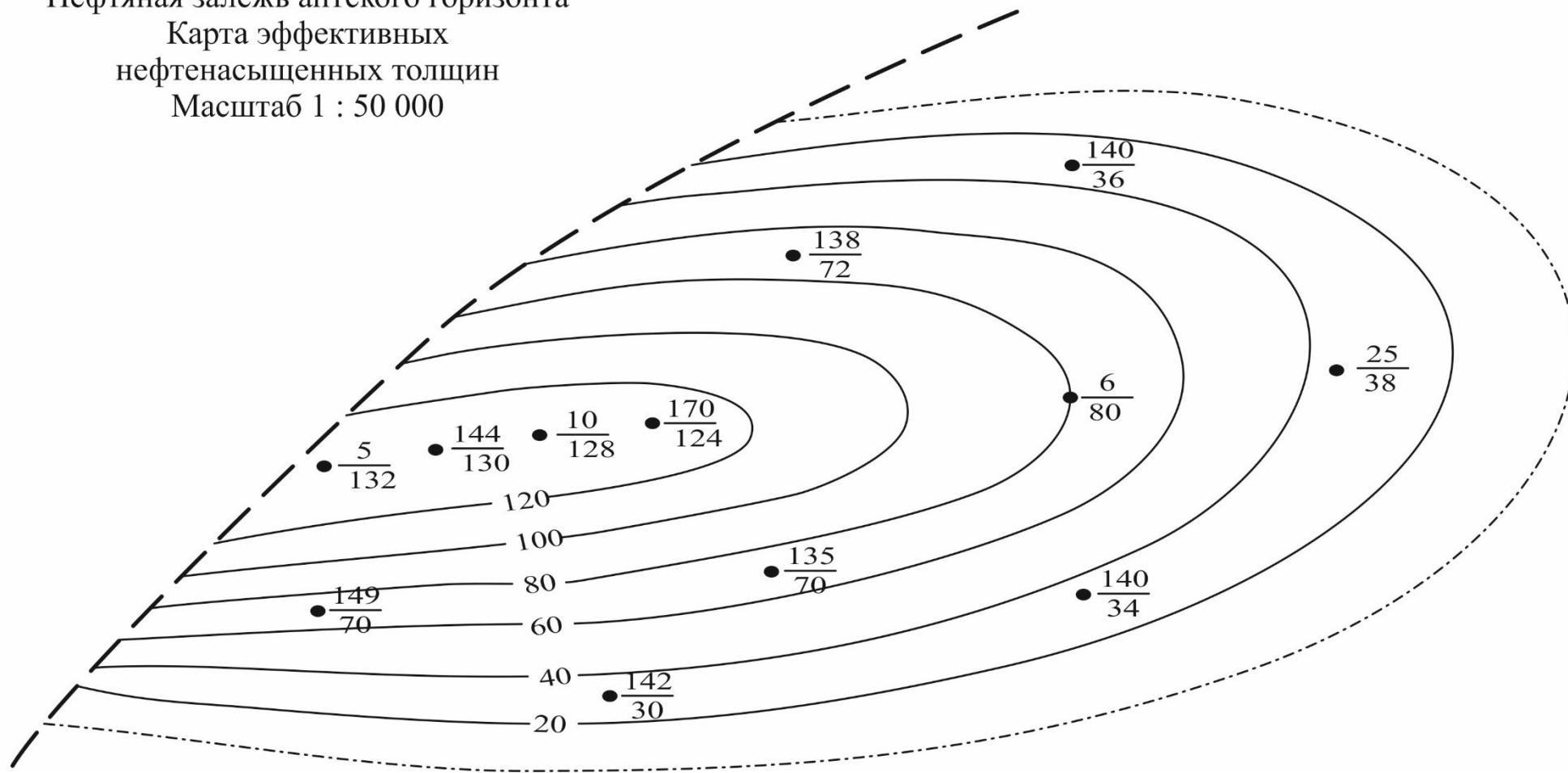


Рисунок 4.10 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь аптского горизонта

Вариант 11

Верхнемеловая залежь нефти
Карта эффективных нефтенасыщенных толщин
Масштаб 1 : 25 000

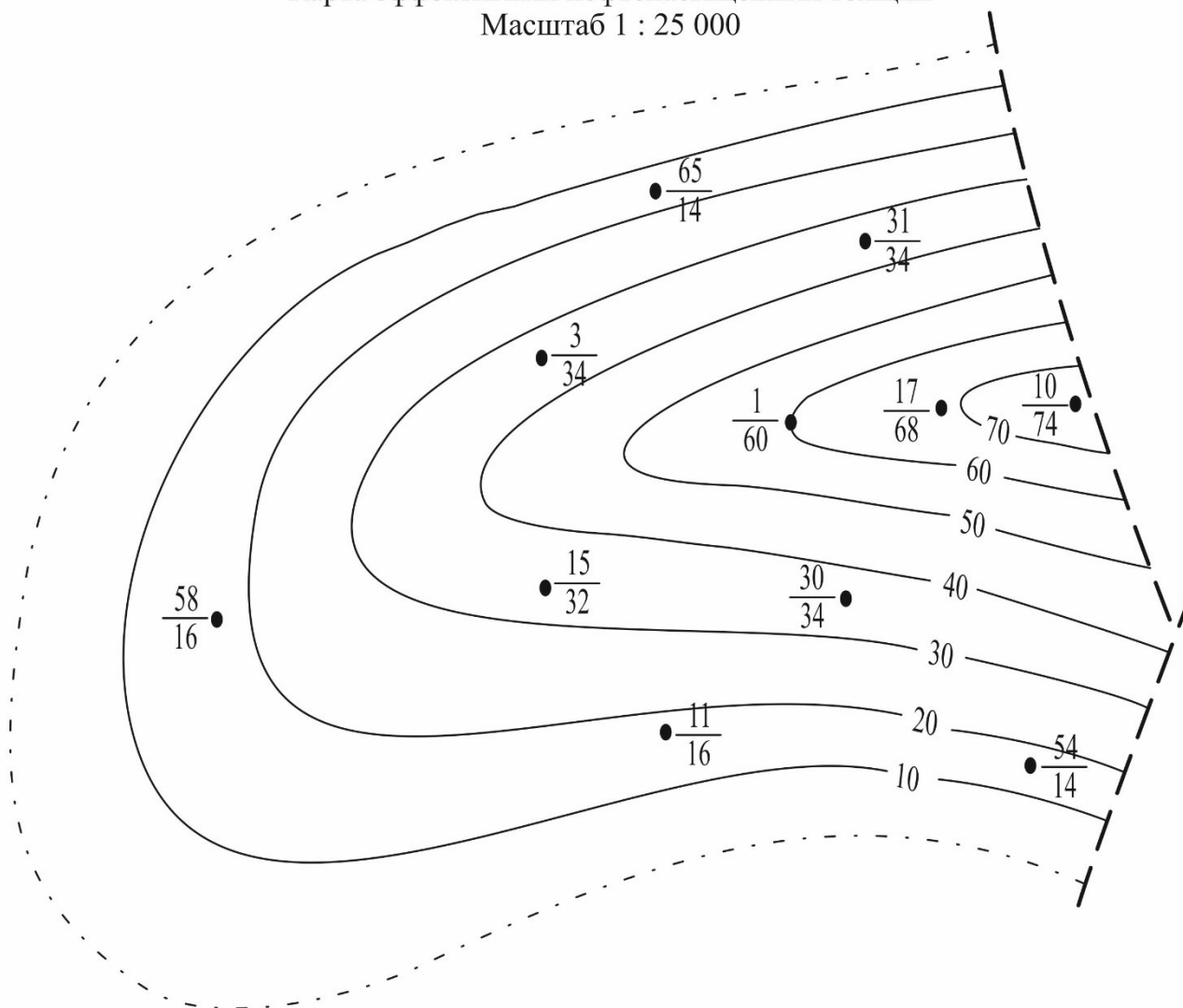


Рисунок 4.11 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Верхнемеловая залежь нефти

Вариант 12

Нефтяная залежь пласта A_3
 Карта эффективных
 нефтенасыщенных толщин
 Масштаб 1 : 50 000

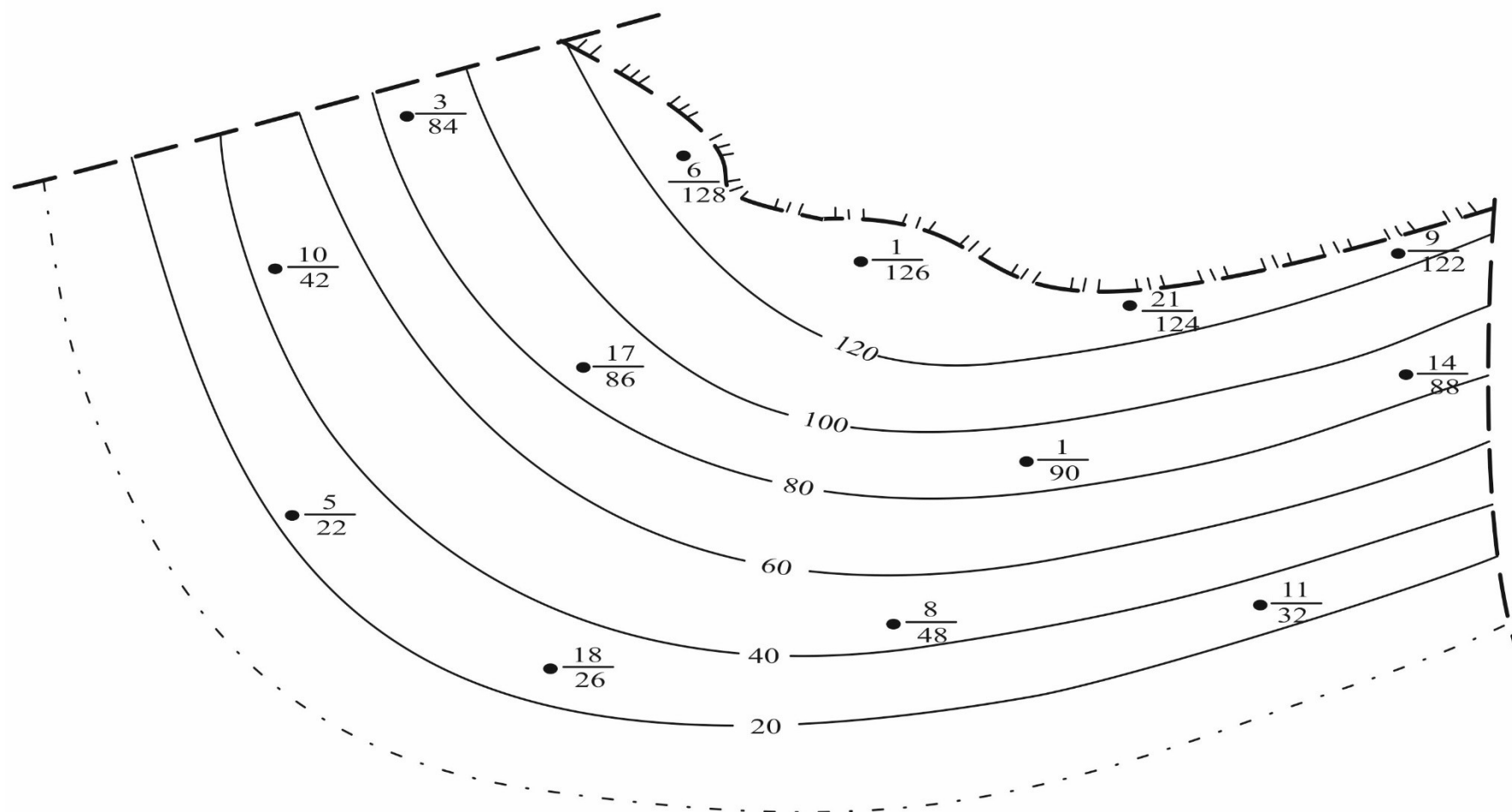


Рисунок 4.12 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь пласта A_3

Вариант 13

Нефтяная залежь XIX - XX - XXI пластов
Карта эффективных нефтенасыщенных толщин
Масштаб 1 : 50 000

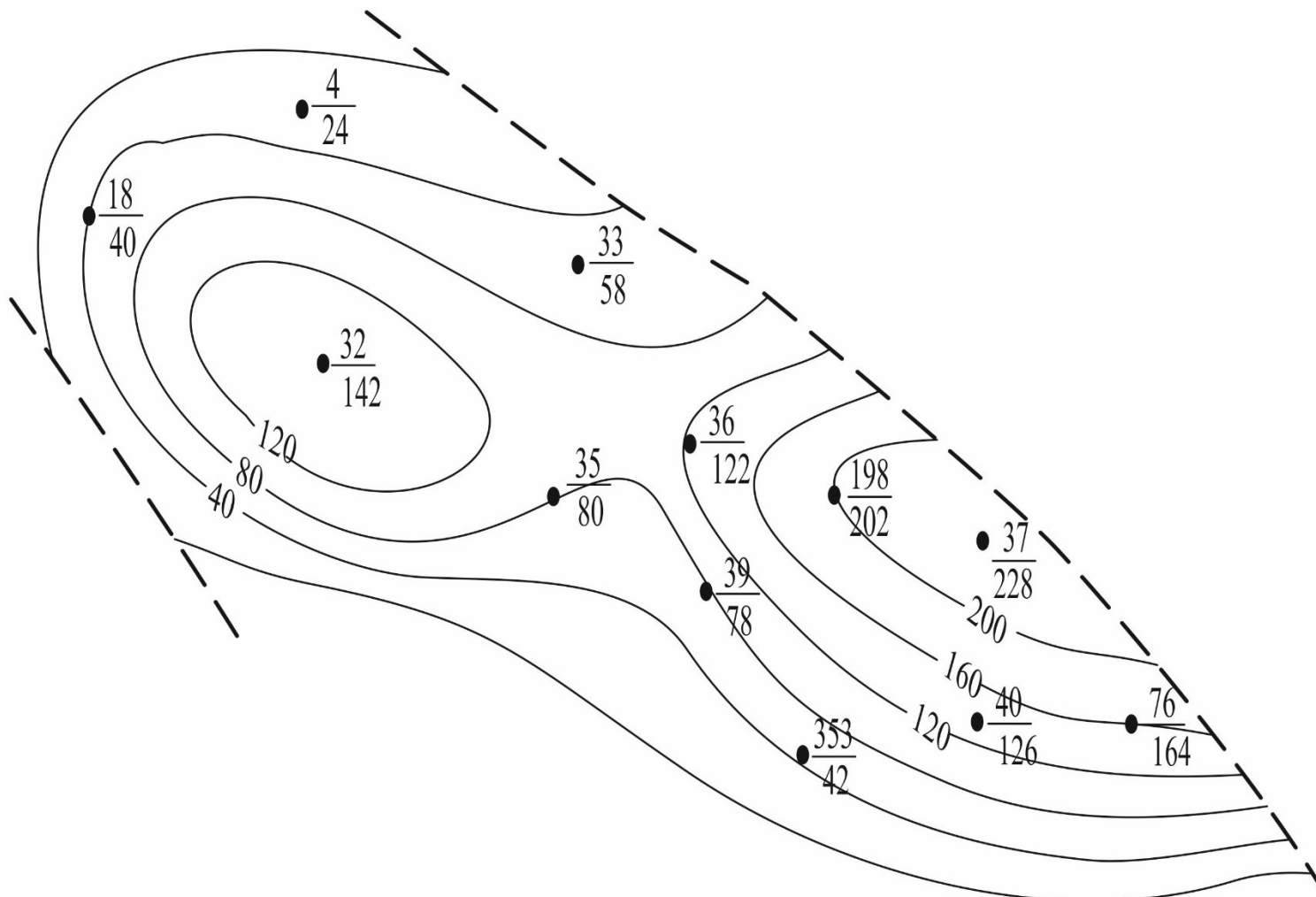


Рисунок 4.13 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь XIX-XX-XXI пластов

Вариант 14

Нефтяная залежь пласта A_2
 Карта эффективных
 нефтенасыщенных толщин
 Масштаб 1 : 25 000

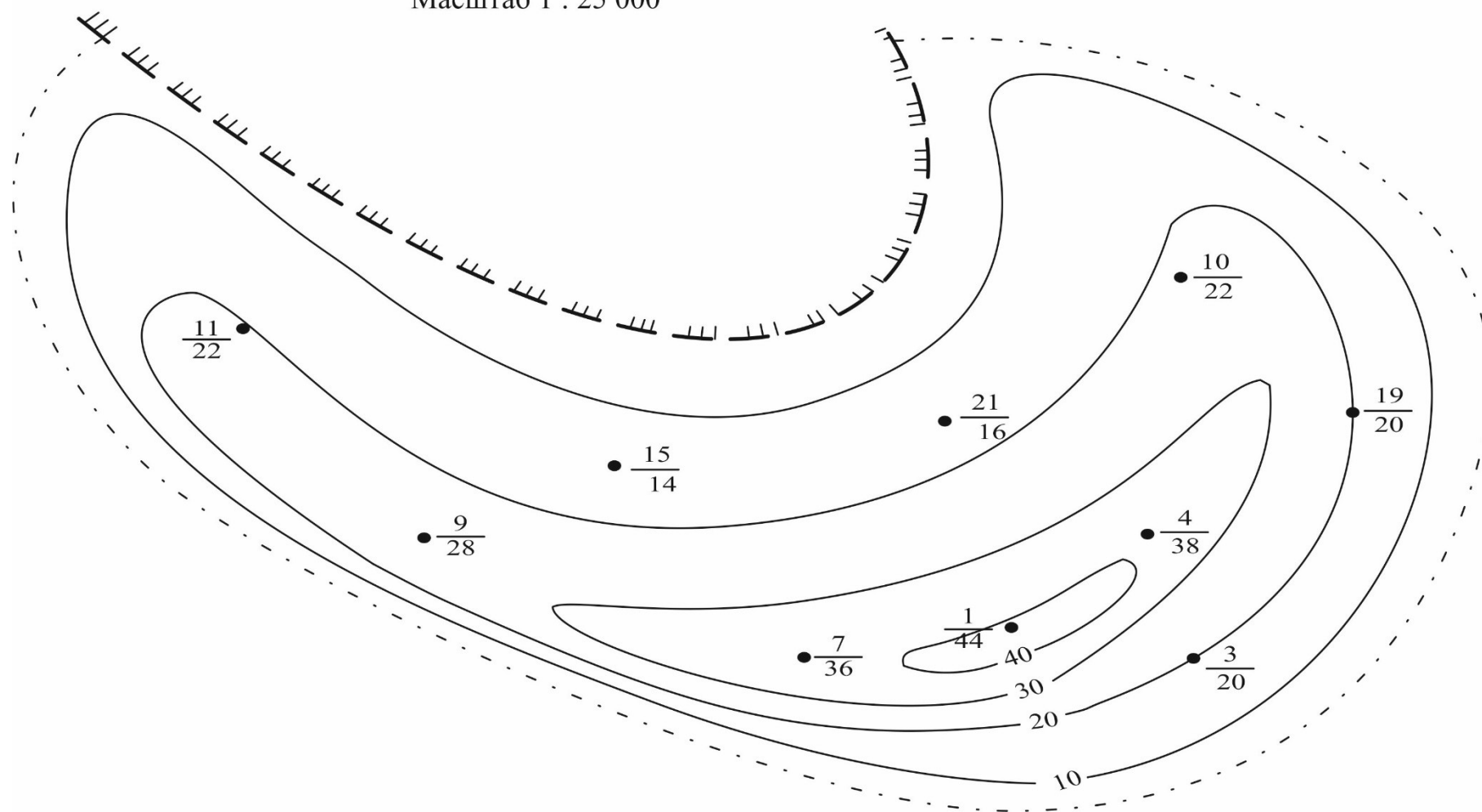


Рисунок 4.14 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь пласта A_2

Вариант 15

Нефтяная залежь IX пласта нижнего мела
Карта эффективных
нефтенасыщенных толщин
Масштаб 1 : 25 000

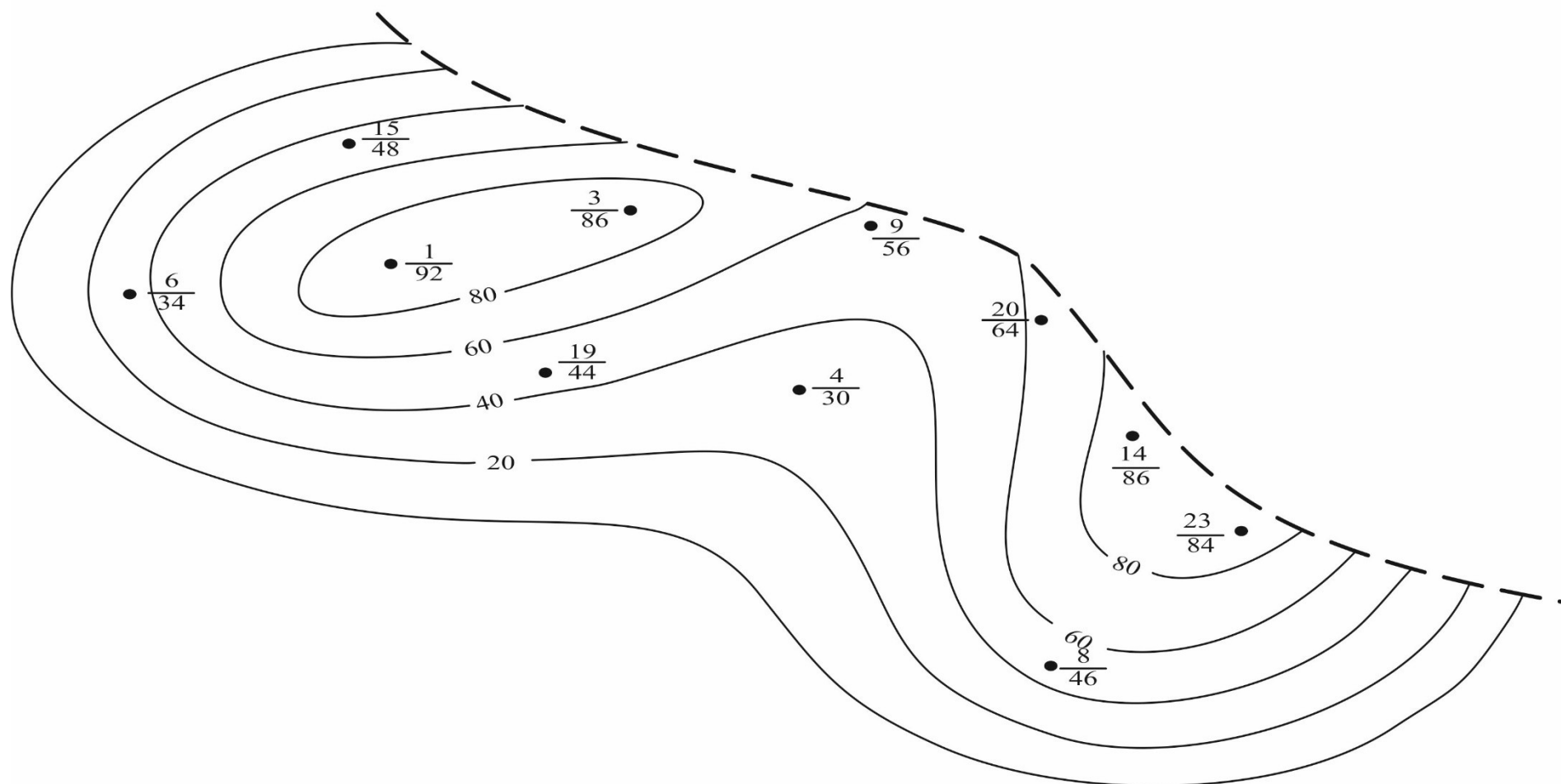


Рисунок 4.15 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь IX пласта нижнего мела

Вариант 16

Нефтяная залежь угленосной свиты
 Карта эффективных
 нефтенасыщенных толщин
 Масштаб 1 : 25 000

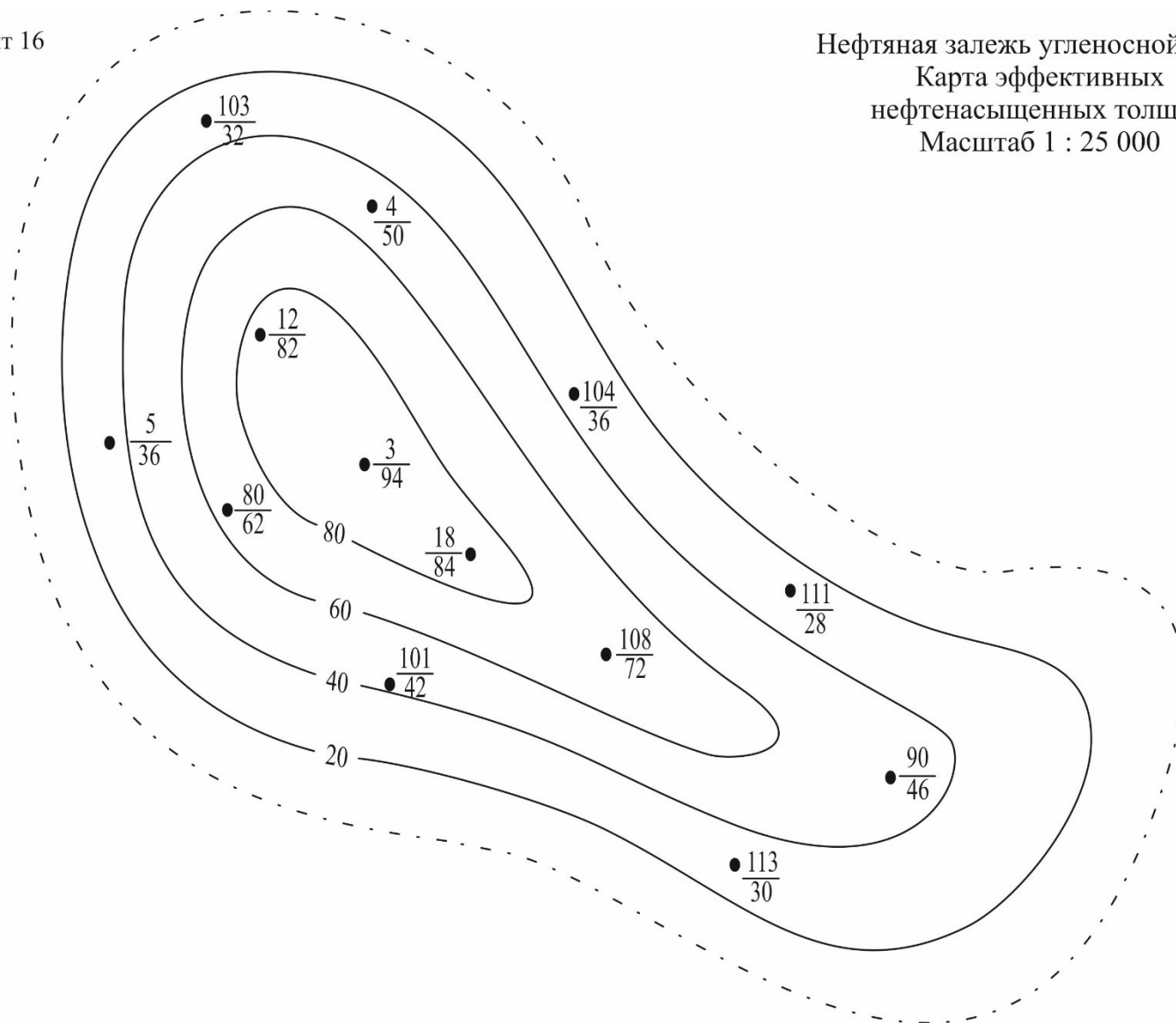


Рисунок 4.16 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь угленосной свиты

Вариант 17

Нижнемеловая залежь нефти
Карта эффективных нефтенасыщенных толщин
Масштаб 1 : 50 000

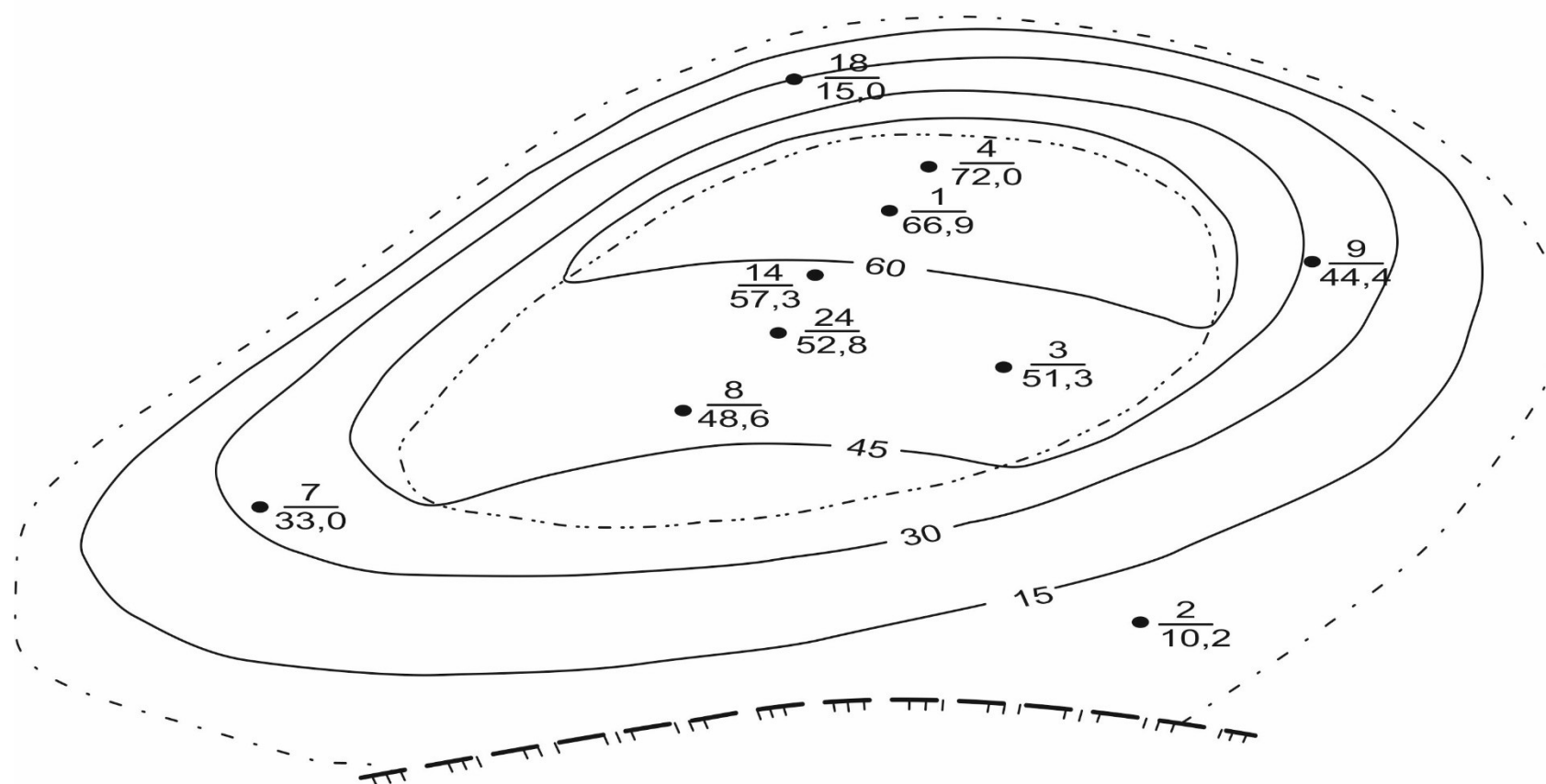


Рисунок 4.17 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нижнемеловая залежь нефти

Порядок выполнения работы.

1. Рассчитать среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины $\overline{h_{эф.н}}$ как средневзвешенную по площади залежи величину с помощью карты изопахит:

$$\overline{h_{эф.н}} = \frac{f_1 h'_1 + f_2 h'_2 + \dots + f_n h'_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n} = \frac{\sum_{i=1}^n f_i h'_i}{F_{зал}}; \quad (4.1)$$

где $f_1 \dots f_n$ – площадь элементарного участка между двумя соседними изопахитами, замеренная с помощью планиметра по карте изопахит, m^2 ; $h'_1 \dots h'_n$ – среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин на элементарном участке между двумя соседними изопахитами:

$$h'_i = \frac{h_j + h_{j+1}}{2}, \text{ м.} \quad (4.2)$$

где j – номер изопахиты.

На последнем элементарном участке среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин на элементарном участке принимается в соответствии со следующими факторами:

- а) если в центре есть скважина, то h_{j+1} берется по скважине;
- б) если скважина отсутствует, то можно h_{j+1} принять равным h_j ;
- в) лучше всего построить профильный разрез через центральную часть и определить h_{j+1} .

2. Рассчитать абсолютную среднеквадратическую ошибку определения нефтенасыщенной толщины по карте изопахит E_h (м) по формуле:

$$E_h = \pm \frac{E_{\Delta h}}{F_{зал}} \sqrt{f_1^2 + f_2^2 + \dots + f_n^2}, \quad (4.3)$$

где $F_{зал}$ – площадь залежи, m^2 ; $f_1 \dots f_n$ – площади отдельных полей между двумя отдельными изопахитами; $E_{\Delta h}$ – среднеквадратическая ошибка определения площади отдельного поля, определяется по формуле (4.4) и принимается равной ошибке карты ($E_{ок}$), т. е. ошибке проведения изолиний, м.

$$E_{\Delta h} = E_{ок} = \sqrt{E_1^2 + E_2^2 + E_3^2 + E_{кр}^2}, \quad (4.4)$$

где $E_{кр}$ – среднеквадратическая ошибка отбивки кровли, определяется по таблице 3.1 лабораторной работы 3.

Результаты вычислений представить в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчёт средневзвешенного значения эффективной нефтенасыщенной толщины по площади

Номер элемента рного участка	Площадь элементарного участка по планиметру	Площадь элементарного участка $f_i, \text{м}^2$	Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины на элементарном участке $h'_i, \text{м}^2$	Произведение площади элементарного участка на среднее значение толщины на эл. участке $f_i * h'_i \text{ м}^3$	Средневзвешенное значение эффективной нефтенасыщенной толщины по площади $h_{эф.н}, \text{м}$

3. Рассчитать относительную ошибку определения нефтенасыщенной толщины по карте изопахит по формуле:

$$E'_h = \frac{E_h}{h_{эф.н.}} * 100\% \quad (4.5)$$

4. Установить, является ли ВНК горизонтальным или наклонным:

а) если разность между максимальными и минимальными отметками ВНК в отдельных скважинах меньше $2 * E_{z \text{ ВНК}}$, то контакт горизонтален:

$$|H_{\text{ВНК max}}| - |H_{\text{ВНК min}}| < 2 E_{z \text{ ВНК}} - \text{горизонтальный}$$

б) если разность между максимальными и минимальными отметками ВНК в отдельных скважинах больше $2 E_{z \text{ ВНК}}$, то контакт наклонный:

$$|H_{\text{ВНК max}}| - |H_{\text{ВНК min}}| > 2 E_{z \text{ ВНК}} - \text{наклонный.}$$

5. Рассчитать абсолютную среднеквадратическую ошибку площади залежи $E_F (\text{м}^2)$:

5.1 Если пластовая сводовая или массивная залежь характеризуется горизонтальным положением ВНК, то расчет абсолютной среднеквадратической ошибки площади залежи производится по формуле 4.6:

$$E_F = \pm \frac{L}{\operatorname{tg} \alpha} \sqrt{E_{\text{ВНКгориз}}^2 + \frac{E_{\Delta z}^2}{N}}; \quad (4.6)$$

где: L – длина контура залежи, м; α – средний угол наклона кровли пласта у контура (рисунок 4.18); $E_{\Delta z}$ – ошибка проведения изогипс (4.7); N – число парных определений ВНК (по схеме опробования; H и B – пара, $H+B$ – пара)

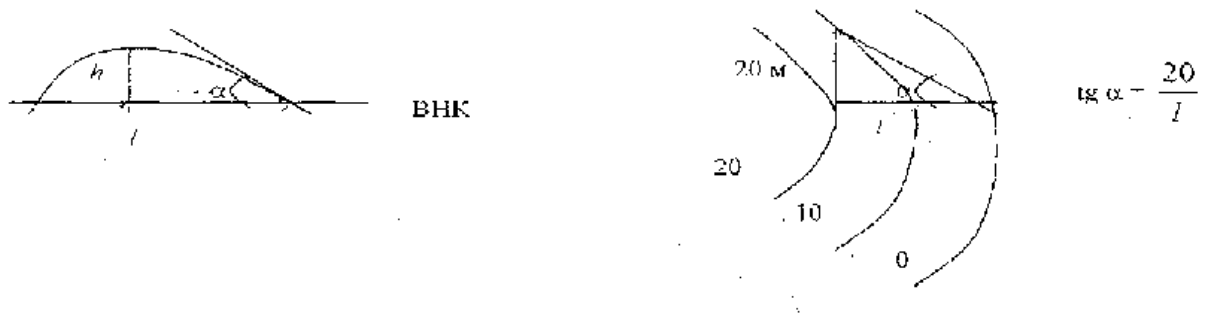


Рисунок 4.18. Схема для определения среднего угла наклона кровли пласта у контура ВНК

$$E_{\Delta z} = E_{\text{ок}} = E_{\Delta h} = \sqrt{E_1^2 + E_2^2 + E_3^2 + E_{\text{кр}}^2}; \quad (4.7)$$

$E_{\text{ВНКгориз}}$ – абсолютная среднеквадратическая ошибка определения вероятного значения ВНК, м:

$$E_{\text{ВНКгориз}} = \pm \sqrt{\frac{\sum (H_{\text{aВНК}i} - M_{\text{ВНК}})^2}{n(n-1)}} \quad (4.8)$$

где $H_{\text{aВНК}i}$ – значение отметок ВНК в отдельных скважинах, м; $M_{\text{ВНК}}$ – среднеарифметическая отметка ВНК, м; n – число скважин, в которых определялся ВНК.

5.2 Если пластовая сводовая или массивная залежь имеет наклонный ВНК, то абсолютная среднеквадратическая ошибки площади залежи вычисляется по формуле:

$$E_F = \pm \frac{L}{\operatorname{tg} \alpha} \sqrt{\frac{(E_{Z_{\text{ВНК}}})^2 + E_{\Delta z}^2}{n}}, \quad (4.8)$$

где $E_{Z_{\text{ВНК}}}$ – абсолютная среднеквадратическая ошибка установления ВНК в скважинах по данным опробования (3.2).

5.3 Оценить относительную ошибку площади залежи (E'_F):

$$E'_F = \frac{E_F}{F} * 100\% . \quad (4.8)$$

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, подробное решение предложенной задачи, вывод. Полученные результаты иллюстрировать схемой определения углов наклона кровли пласта у контура нефтеносности на карте изопахит.

Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. Каким образом определяется площадь залежи?
2. С какой целью составляется подсчётный план, что на нем приводится?
3. Чем различаются общая, эффективная и нефтенасыщенная толщины?
4. Каким образом определяется среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины?
5. Приведите расчётные формулы для определения среднеквадратических ошибок определения нефтегазонасыщенной толщины.
6. Каким образом устанавливается, является ли ВНК горизонтальным или наклонным?
7. Как рассчитать абсолютную среднеквадратическую ошибку площади залежи для случая, если залежь характеризуется горизонтальным положением ВНК?
8. Как рассчитать абсолютную среднеквадратическую ошибку площади залежи для случая, если залежь характеризуется наклонным положением ВНК?

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3, 4, 5, 6].

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 5

Определение объемного коэффициента нефти

Цель: Приобретение навыков определения объемного коэффициента нефти.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование. Известно, что для нефти, находящейся в пластовых условиях, характерно содержание определенного (часто значительного) количества растворенного газа. В процессе снижения пластового давления этот газ выделяется из нефти, существенно изменяя ее физические свойства, в первую очередь плотность и вязкость. Кроме того, происходит уменьшение объема нефти, иногда на 50 – 60 %.

В связи с этим при подсчете запасов необходимо обосновать величину, на которую уменьшится объем пластовой нефти после извлечения ее на поверхность. Для этого введено понятие объемного коэффициента пластовой нефти. Объемным коэффициентом пластовой нефти (b_n) называют отношение объема нефти, который она занимает в пластовых условиях к объему получаемой из нее дегазированной нефти в стандартных условиях ($V_{н.ст.}$):

$$b_n = V_{н.пл} / V_{н.ст.} \quad (5.1)$$

Таким образом, объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 м³ дегазированной на поверхности (при давлении 0,1 МПа и температуре 20°C) нефти.

Величина, обратная объемному коэффициенту пластовой нефти, называется пересчетным коэффициентом (θ):

$$\theta = 1 / b_n. \quad (5.2)$$

Этот параметр входит в формулу объемного метода подсчета запасов и оценки перспективных ресурсов нефти и служит для приведения объема находящейся в залежи нефти к объему извлеченной на поверхность нефти после полного выделения из нее растворенного газа.

Уменьшение объема (усадка) нефти при извлечении ее из пласта на поверхность количественно оценивается коэффициентом усадки (ε), определяемым зависимостями:

$$\varepsilon = (V_{н.пл} - V_{н.ст.}) / V_{н.пл} = (b_n - 1) / b_n = 1 - \theta. \quad (5.3)$$

Объемный коэффициент пластовой нефти наиболее достоверно определяется в результате лабораторного анализа глубинных проб нефти, отобранных из скважин, равномерно расположенных по площади залежи. Вместе с тем, поскольку не всегда удастся отобрать качественные глубинные пробы, в практике нашли широкое применение методы расчета величины аналитическим путем, либо определения ее по графическим зависимостям.

Аппаратура, оборудование и материалы. Исходными данными для выполнения работы являются данные по составу и свойству флюидов, отобранных в результате опробования продуктивных пластов для залежей, по

которым проводится подсчёт запасов нефти. Данные представлены в табличной форме таблица 5.1.

Порядок выполнения работы.

Ниже рассмотрены четыре метода определения объемного коэффициента пластовой нефти.

1. Расчет b_n по фракционному составу газа, растворенного в нефти

Исходными данными являются сведения о содержании в попутном газе углеводородных и не углеводородных компонентов, газосодержании (пластовом газовом факторе), плотности дегазированной нефти, пластовых температуре и давлении.

Порядок расчета следующий:

1.1. Составить таблицу 5.2

Таблица 5.2 – Расчетная таблица для определения массы и объёма газа в жидкой фазе в 1 м³ нефти

Фракционный состав попутного газа	Содержание фракции (компоненты), доли ед., n_i	Объем газа в 1 м ³ нефти r_i , м ³ /м ³	Масса, кг		Объем, дм ³	
			1 м ³ газа, m_i	газа в 1 м ³ нефти, $M_{г. i}$	1 м ³ газа в жидкой фазе, v_i	газа в жидкой фазе в 1 м ³ нефти, $V_{г. i}$
1	2	3	4	5	6	7
Итого:				$\Sigma M_{г.}$		$\Sigma V_{г.}$

1.2. Заполнить графы (1, 2) таблицы 5.2 в соответствии с данными о фракционном составе газа, растворенного в нефти (таблица 5.1). При этом суммарное содержание газовых компонентов должно быть равно единице.

1.3. Рассчитать объем каждого компонента газа в 1 м³ нефти:

$$r_i = n_i \cdot G, \quad (5.4)$$

где G – газосодержание (м³/м³) приведено в таблице 5.1.

Правильность расчета проверяется выражением:

$$\sum_{i=1}^N (n_i \cdot G) = \sum_{i=1}^N r_i = G. \quad (5.5)$$

1.4. Заполнить графы (4, 6) таблицы 5.1, определив массу (m_i) и объем в жидкой фазе (v_i) 1 м³ каждого компонента газовой смеси. Информация об этих константах содержится в таблице 5.2.

1.5. Рассчитать массу ($M_{г.i}$) и объем ($V_{г.i}$) в жидкой фазе каждого компонента газа, растворенного в 1 м³ нефти:

$$M_{г.i} = m_i \cdot r_i, \quad (5.6)$$

$$V_{г.i} = v_i \cdot r_i. \quad (5.7)$$

Таблица 5.2 – Физические свойства газов

Компоненты	Масса 1 м ³ газа m_i , кг	Объем 1 м ³ газа в жидкой фазе v_i , дм ³	Относительная плотность по воздуху $\rho_{гi}$,
CH ₄	0,714	2,26	0,554
C ₂ H ₆	1,35	3,36	1,35
C ₃ H ₈	1,97	3,66	1,97
nC ₄ H ₁₀	2,85	4,20	2,85
iC ₄ H ₁₀	2,85	4,36	2,85
nC ₅ H ₁₂	3,22	4,85	3,22
iC ₅ H ₁₂	3,22	4,90	3,22
C ₆ H ₁₄	3,81	5,49	3,81
CO ₂	1,964	1,19	1,964
N ₂	1,25	1,46	1,25

1.6. Определить массу ($M_{г}$) и объем ($V_{г}$) в жидкой фазе газовой смеси:

$$M_{г} = \sum_{i=1}^N M_{г.i}, \quad (5.8)$$

$$V_{г} = \sum_{i=1}^N V_{г.i}. \quad (5.9)$$

1.7. Определить массу ($M_{н.ст}$) и объем ($V_{н.ст}$) 1 м³ дегазированной нефти. Масса 1 м³ нефти в стандартных условиях численно равна ее плотности ($\rho_{н.ст}$, использовать исходные данные к лабораторной работе 1), а объем составит 1000 дм³.

1.8. Вычислить массу ($M_{гн}$) и объем ($V_{гн}$) 1 м³ газонефтяной смеси:

$$M_{гн} = M_{г} + M_{н.ст}, \quad (5.10)$$

$$V_{гн} = V_{г} + V_{н.ст}. \quad (5.11)$$

1.9. Рассчитать массу (M_{C3H8+}), объем в жидкой фазе, (V_{C3H8+}) и плотность (ρ_{C3H8+}) компонентов газонефтяной смеси от пропана и выше:

$$M_{C3H8+} = M_{гн} - (M_{CH_4} + M_{C_2H_6}), \quad (5.12)$$

$$V_{C3H8+} = V_{гн} - (V_{CH_4} + V_{C_2H_6}), \quad (5.13)$$

$$\rho_{C3H8+} = 1000 M_{C3H8+} / V_{C3H8+}. \quad (5.14)$$

1.10. Рассчитать процентное содержание (по массе) этана в углеводородной смеси «этан плюс высшие»:

$$\% \text{C}_2\text{H}_6 = 100 M_{\text{C}_2\text{H}_6} / (M_{\text{гн}} - M_{\text{сн}_4}). \quad (5.15)$$

1.11. По графику зависимости $\rho_{\text{C}_2\text{H}_6+} = f(\rho_{\text{C}_3\text{H}_8+}; \% \text{C}_2\text{H}_6)$, помещенному на рисунке 5, найти плотность газонефтяной смеси «этан плюс выше» ($\rho_{\text{C}_2\text{H}_6+}$)

1.12. Вычислить процентное содержание (по массе) метана в пластовой газонефтяной смеси:

$$\% \text{CH}_4 = 100 M_{\text{CH}_4} / M_{\text{гн}}. \quad (6.16)$$

1.13. По графику зависимости $\rho_{\text{CH}_4+} = f(\rho_{\text{C}_2\text{H}_6+}; \% \text{CH}_4)$, изображенному на рисунке 5.2, определить плотность нефти в пластовых условиях без учета термобарических поправок (ρ_{CH_4+}).

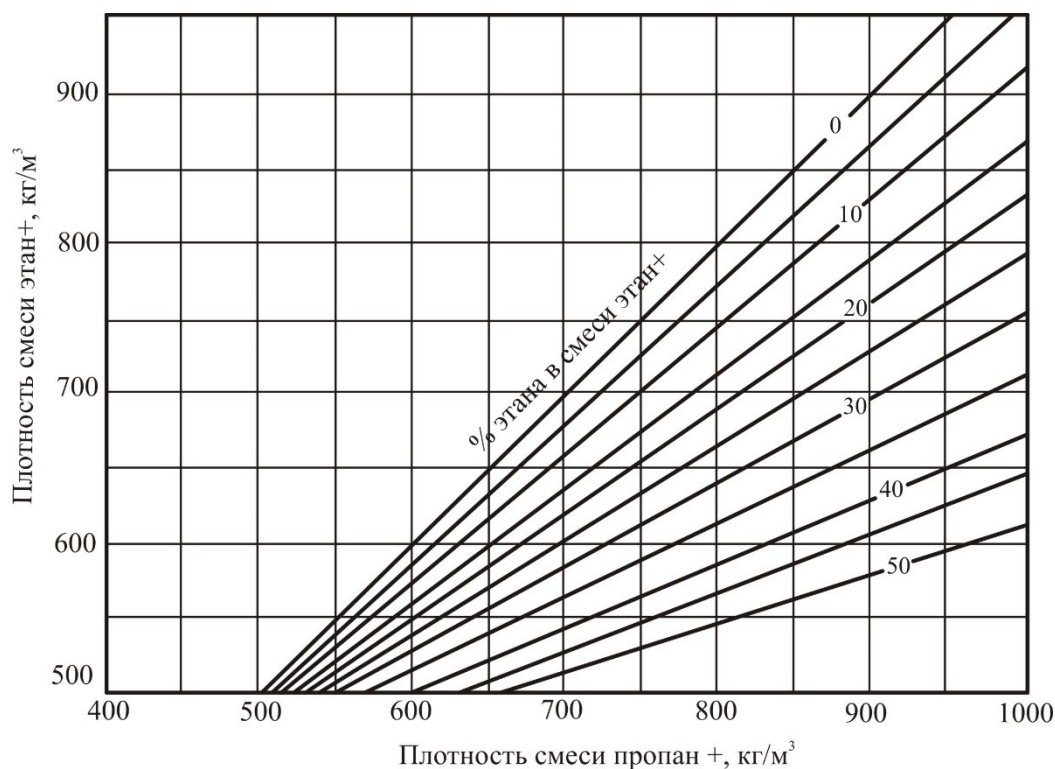


Рисунок 5.1. График зависимости $\rho_{\text{C}_2\text{H}_6+} = f(\rho_{\text{C}_3\text{H}_8+}; \% \text{C}_2\text{H}_6)$

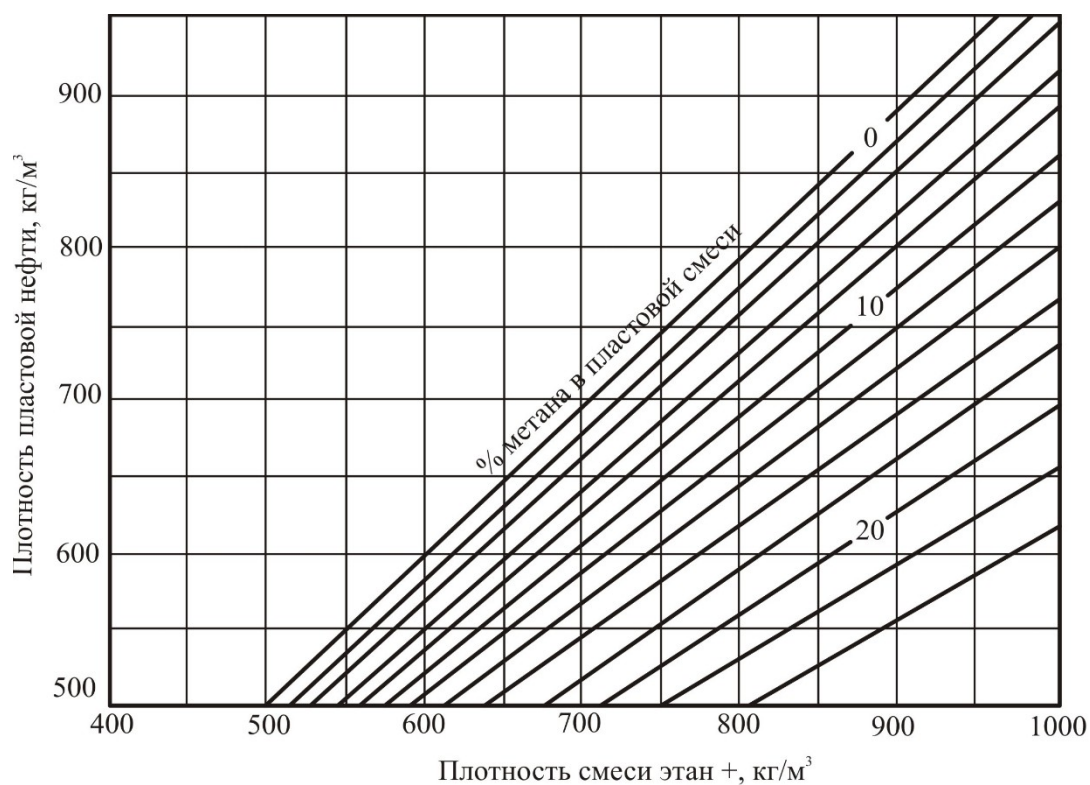


Рисунок 5.2. График зависимости $\rho_{\text{CH}_4+} = f(\rho_{\text{C}_2\text{H}_6+; \% \text{CH}_4)$

1.14 По графикам зависимостей $\Delta\rho_P = f(\rho_{\text{н.ст}}; P_{\text{пл}})$ и $\Delta\rho_t = f(\rho_{\text{н.ст}}; t_{\text{пл}})$, приведенных на рисунках 5.3, 5.4, найти поправки к плотности пластовой нефти на сжимаемость и на тепловое расширение. Сведения о пластовом давлении ($P_{\text{пл}}$) и температуре ($t_{\text{пл}}$) приведены в таблице 5.3.



Рисунок 5.3. График зависимости $\Delta\rho_P = f(\rho_{\text{н.ст}}; P_{\text{пл}})$

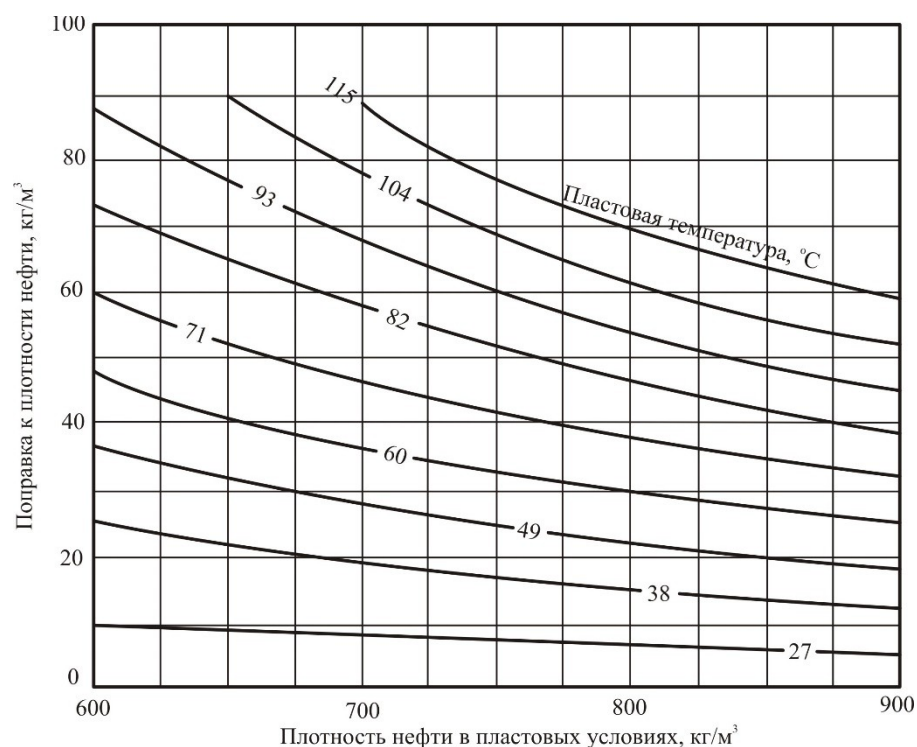


Рисунок 5.4. График зависимости $\Delta\rho_t = f(\rho_{н.ст}; t_{пл})$

1.15. Рассчитать плотность нефти в пластовых условиях:

$$\rho_{н.пл} = \rho_{сн4+} + \Delta\rho_p - \Delta\rho_t. \quad (5.17)$$

1.16. Вычислить объем (в дм^3) 1 м^3 нефти в пластовых условиях:

$$V_{н.пл} = 10^3 M_{гн} / \rho_{н.пл}. \quad (5.18)$$

1.17. Рассчитать объемный коэффициент пластовой нефти, пользуясь выражением (5.1).

2. Расчет b_n по относительной плотности газа, растворенного в нефти

Если сведения о фракционном составе попутного газа отсутствуют либо их достоверность вызывает сомнение, расчет объемного коэффициента пластовой нефти может быть осуществлен с использованием данных об относительной плотности газа, растворенного в нефти ($\bar{\rho}_г$, таблица 5.1).

Расчет ведут в следующем порядке:

2.1. По графику зависимости $\rho_{гк} = f(\bar{\rho}_г; \rho_{н.ст})$ определить кажущуюся плотность газа в жидкой фазе (рисунок 5.5).

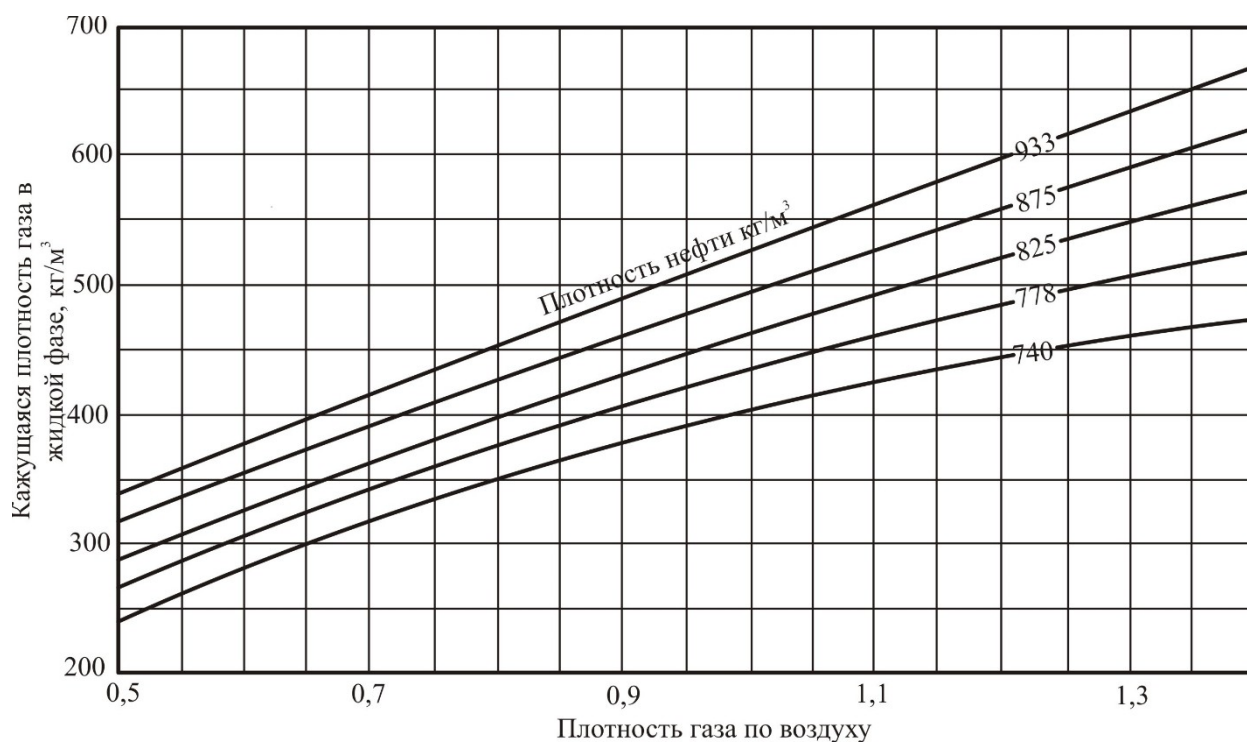


Рисунок 5.5. График зависимости $\rho_{гк} = f(\bar{\rho}_г; \rho_{н.ст})$

2.2. Рассчитывают массу газа ($M_г$), растворенного в 1 м³ нефти:

$$M_г = 1,293 \cdot G \cdot \bar{\rho}_г, \quad (5.19)$$

где 1,293 — плотность газа в стандартных условиях, кг/м³.

2.3. Рассчитать (в дм³) объем газа в жидкой фазе:

$$V_г = 10^3 M_г / \rho_{г.к}. \quad (5.20)$$

2.4. Определить массу ($M_{н.ст}$) и объем ($V_{н.ст}$) 1 м³ дегазированной нефти (см . п. 1.7).

2.5. Вычислить плотность нефтегазовой смеси в пластовых условиях:

$$\rho_{сн4+} = 10^3 (M_г + M_{н.ст}) / (V_г + V_{н.ст}). \quad (5.21)$$

2.6. По соответствующим графикам (рисунок 5.3, 5.4) определить поправки к плотности нефтегазовой смеси в пластовых условиях на сжимаемость ($\Delta\rho_p$) и на тепловое расширение ($\Delta\rho_t$).

2.7. Дальнейший расчет ведут согласно п.п.1.15 – 1.17.

3. Расчет b_n по молекулярной массе нефти в пластовых условиях

Этот метод применяется при ограниченном объеме исходной информации. Суть его заключается в использовании эмпирической

зависимости между объемным коэффициентом пластовой нефти и ее молекулярной массой ($\overline{M}_{\text{н.пл}}$).

Последовательность расчета:

3.1 Если известна молекулярная масса дегазированной нефти ($\overline{M}_{\text{н.ст}}$), молекулярная масса попутного газа ($\overline{M}_{\text{г}}$), а также их молярные доли в пластовой смеси ($x_{\text{н.ст}}$ и $x_{\text{г}}$), то молекулярную массу пластовой нефти определяют из выражения:

$$\overline{M}_{\text{н.пл}} = \overline{M}_{\text{н.ст}} \cdot x_{\text{н.ст}} + \overline{M}_{\text{г}} \cdot x_{\text{г}}. \quad (5.22)$$

3.2. В том случае, когда данные о свойствах пластовой нефти отсутствуют, ее молекулярную массу рассчитывают по уравнению:

$$\lg \overline{M}_{\text{н.пл}} = (6,578 - \lg G)/2,237. \quad (5.23)$$

3.3. Вычисляют объемный коэффициент пластовой нефти, используя зависимость:

$$b_{\text{н}} = \overline{M}_{\text{н.пл}} / (1,119 \overline{M}_{\text{н.пл}} - 39,567). \quad (5.24)$$

4. Определение $b_{\text{н}}$ по графическим зависимостям

При отсутствии сведений о пластовом давлении и фракционном составе попутного газа, но при известных значениях газосодержания (пластового газового фактора), относительной плотности газа (по воздуху), плотности нефти в стандартных условиях (товарной нефти) и пластовой температуры, объемный коэффициент пластовой нефти можно приближенно определить по номограмме Стендинга (рисунок 5.6). Определение объемного коэффициента начинается с нахождения на номограмме величины пластового газового фактора, далее проводится горизонтальная линия до пересечения с прямой, характеризующей плотность газа по воздуху. Последовательность определения показана на рисунке штриховой линии.

В ходе выполнения лабораторной работы необходимо:

1. Определить объемный коэффициент пластовой нефти методами, изложенными в настоящих указаниях:

1.1. По фракционному составу газа, растворенного в нефти;

- 1.2. По относительной плотности газа, растворенного в нефти;
- 1.3. По молекулярной массе пластовой нефти;
- 1.4. По номограмме Стендинга.
2. Вычислить среднее арифметическое значение объемного коэффициента пластовой нефти.
3. Рассчитать коэффициент усадки нефти по формуле (5.3) и пересчетный коэффициент по уравнению (5.2).

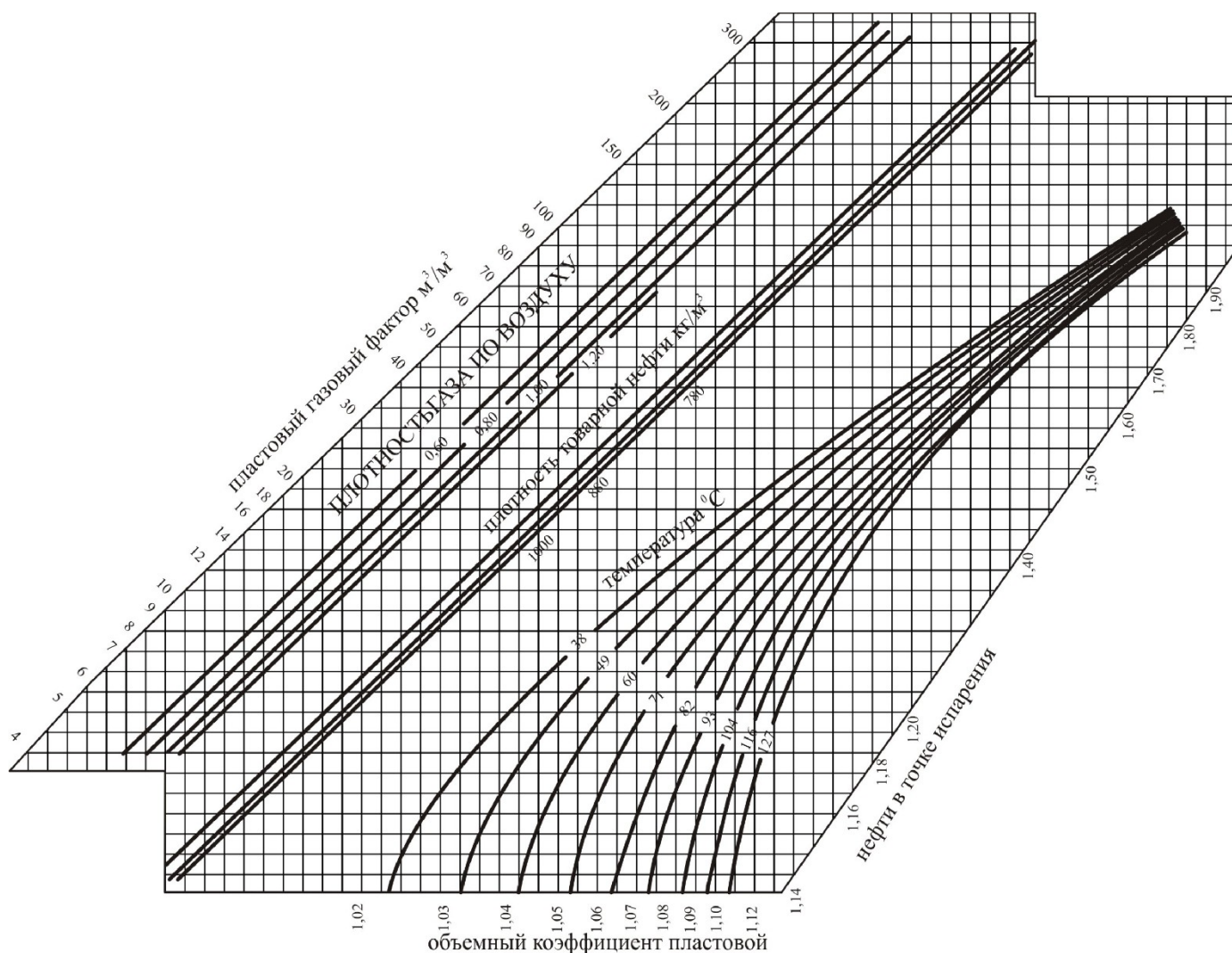


Рисунок 5.6. Номограмма Стендинга для определения объемного коэффициента пластовой нефти

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, подробное решение предложенной задачи, вывод. Полученные результаты иллюстрировать соответствующими рисунками, на которых отметить расчётные и определяемые по номограммам величины.

Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. По каким формулам, и с какой целью определяются объёмный коэффициент, пересчётный коэффициент и величина усадки нефти?
2. В каких случаях возможно определение объёмного коэффициента нефти по фракционному составу? Каким образом в этом случае рассчитывается масса и объём одного кубометра газонефтяной смеси?
3. Каким образом определяются процентное содержание (по массе) этана в углеводородной смеси «этан плюс высшие» и процентное содержание (по массе) метана в пластовой газонефтяной смеси?
4. Какие величины определяются по графикам $\rho_{C_2H_6+} = f(\rho_{C_3H_8+}; \% C_2H_6)$ и $\rho_{CH_4+} = f(\rho_{C_2H_6+}; \% CH_4)$?
5. Каким образом определяется плотность нефти в пластовых условиях и объём одного кубометра нефти в пластовых условиях?
6. Охарактеризуйте основные этапы и расчётные формулы при определении объёмного коэффициента по относительной плотности газа, растворенного в нефти.
7. Охарактеризуйте основные этапы и расчётные формулы при определении объёмного коэффициента по молекулярной массе нефти в пластовых условиях
8. Какие сведения необходимы при определении объёмного коэффициента по номограмме Стендинга?
9. Каким образом рассчитывается пересчётный коэффициент в случае, если объёмный коэффициент определялся несколькими способами?

Таблица 5.1. Физико-химические свойства нефтей и попутных газов

№ вариан- та	Плотн- ость попутн- ого газа, кг/м ³ $\bar{\rho}_g$	Пластовые		Фракционный состав попутного газа, % объемные									
		Давле- ние, МПа $P_{пл}$	Темпе- ра- тура, °C $t_{пл}$	C H ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	nC ₄ H ₁₀	iC ₄ H ₁₀	nC ₅ H ₁₂	iC ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄₊	C O ₂	N ₂
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1,393	12,0	22	17, 4	16, 5	18, 0	4,8	4,5	1,6	1,3	0,5	3,0	32, 4
2	1,315	10,5	35	38, 2	17, 5	19, 9	4,5	4,0	3,7	3,4	0,9	0,4	11, 5
3	1,456	11,3	25	21, 4	20, 9	23, 8	4,6	4,1	1,5	1,0	0,5	2,2	19, 9
4	1,473	11,7	21	35, 2	16, 7	17, 4	5,2	4,5	2,6	2,1	0,1	1,9	14, 3
5	0,715	20,5	58	93, 2	2,5	0,7	0,2	0,2	1,4	0,6	-	1,2	-
6	1,281	30,0	135	48, 0	15, 9	18, 2	5,2	4,7	2,0	1,7	0,2	3,6	0, 5
7	1,202	34,2	142	54, 1	15, 8	11, 7	3,2	3,0	1,5	1,2	1,1	5,7	2, 7
8	1,450	34,0	89	44, 6	10, 4	14, 6	8,8	8,4	5,5	4,6	0,1	0,6	2, 4
9	1,088	44,5	135	61, 1	14, 1	10, 1	3,2	2,9	1,7	1,4	0,1	2,3	3, 1
10	1,075	35,0	93	62, 8	11, 1	9,0	2,8	2,4	2,5	2,2	0,2	0,8	6, 2
11	1,065	37,0	140	66, 0	11, 0	7,2	1,4	1,2	1,5	1,2	0,1	2,5	6, 4
12	1,333	37,5	152	39, 9	15, 6	15, 6	3,5	3,2	1,1	0,7	0,5	17, 2	2, 7
13	1,067	8,7	58	66, 4	11, 2	6,0	2,1	1,6	1,8	1,4	-	3,9	5, 6
14	0,867	23,0	84	78, 4	4,9	4,4	1,6	1,3	0,4	0,3	0,1	0,8	7, 8
15	1,073	41,3	129	63, 0	15, 8	9,6	2,5	2,2	1,3	1,0	1,0	2,8	0, 8
16	1,190	22,9	80	61, 0	7,6	14, 5	5,1	4,6	2,2	1,8	1,6	0,5	1, 1
17	1,245	32,5	126	53, 1	13, 6	10, 5	6,0	5,5	2,3	2,1	0,3	4,9	1, 7
18	0,860	17,2	72	86, 5	3,2	2,6	2,0	1,9	1,6	1,5	-	0,5	0, 2
19	1,383	22,6	90	50, 0	8,0	17, 0	7,7	7,3	3,8	3,2	1,5	1,1	0, 4
20	1,397	29,3	98	47, 3	9,5	20, 7	7,0	6,6	2,7	2,4	1,1	1,3	1, 4
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
21	1,183	27,7	133	54, 9	13, 6	12, 5	4,6	4,2	1,9	1,6	0,3	2,9	3, 5
22	0,791	27,1	32	71,	13,	7,9	2,5	2,4	1,1	1,0	0,1	0,1	0,

				4	2								3
23	1,166	27,9	130	52, 5	14, 7	10, 5	3,8	3,6	1,8	1,7	0,2	3,0	8, 2
24	1,110	18,7	64	61, 0	6,4	4,5	2,2	1,9	0,8	0,6	0,1	20, 0	2, 5
25	1,372	33,6	140	43, 3	13, 6	14, 8	5,2	4,7	3,6	3,5	0,4	8,2	2, 7

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3, 4, 5, 6].

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 6

Определение коэффициента извлечения нефти при водонапорном режиме по методике ВНИИНЕФТИ

Цель: Приобретение навыков определения коэффициента извлечения нефти при водонапорном режиме.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование. Коэффициент извлечения нефти (коэффициент нефтеотдачи, КИН, $k_{извл.н}$) – это величина, показывающая, какая часть геологических запасов нефти, содержащаяся в залежи, извлечена или может быть извлечена из недр.

Методика определения коэффициента извлечения нефти при водонапорном режиме, разработанная ВНИИнефти, основана на использовании данных об остаточной нефтенасыщенности пласта с учетом соответствующих поправок. Коэффициент извлечения $k_{извл.н}$ определяется как разность между начальным объемом нефти ($V_{н.0}$) равным единице и объемом оставшейся в пласте нефти по окончании разработки залежи $k_{н.ост}$:

$$k_{извл.н} = 1 - k_{н.ост} = 1 - \frac{V_{н.ост}}{V_{н.0}}, \quad (6.1)$$

где $V_{н.ост}$ – объём нефти, оставшейся в залежи по завершению разработки, тыс. тонн; $k_{н.ост}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности, численно равный отношению объёма нефти, не извлечённого в процессе разработки, к начальному объёму в залежи, приведённым к пластовым условиям.

$k_{н.ост}$ определяют из условия (6.2);

$$k_{н.ост} = k_1 + k_2, \quad (6.2)$$

где k_1 – коэффициент, характеризующий остаточную нефтенасыщенность при равномерном перемещении фронта вод в процессе разработки, рассчитывается по формуле (6.3); k_2 – коэффициент, характеризующий остаточную нефтенасыщенность при неравномерном перемещении фронта воды в залежь с образованием целиков не извлеченной нефти.

$$k_1 = k_{min} + k_{выт} \quad (6.3)$$

где k_{min} – коэффициент минимально возможной остаточной нефтенасыщенности, определяется опытным путем при прохождении через образец породы объема воды во много раз большего, чем объем порового пространства. Если лабораторных данных нет, то k_{min} определяется по формуле (6.4):

$$k_{\min} = 1 - k_{n \max}, \quad (6.4)$$

где $k_{n \max}$ – коэффициент максимально возможного нефтеизвлечения, является функцией проницаемости горной породы, определяется в зависимости от коэффициента проницаемости по таблице 6.1.

Таблица 6.1. Расчёт коэффициента максимально возможного нефтеизвлечения

$k_{пр}, \text{мкм}^2$	0,3–0,8	0,8–2	≥ 2
$k_{n \max}, \text{д.е.}$	0,65–0,75	0,7–0,8	0,75–0,8

$k_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения, характеризующий остаточную нефтенасыщенность вследствие неполного вытеснения нефти в процессе разработки; зависит от содержания воды в продукции скважин и от соотношения вязкости нефти и воды в пластовых условиях ($\mu_0 = \mu_n / \mu_v$, таблица 6.2).

Таблица 6.2. Расчётная таблица для определения $k_{\text{вытес}}$

Конечная обводненность продукции, %	$k_{\text{выт}}$ при μ_n / μ_v				
	1	2,5	5	10	20
98	0,03	0,05	0,08	0,13	0,15
98,5	0,03	0,04	0,07	0,12	0,13
99	0,02	0,04	0,06	0,10	0,11

Коэффициент остаточной нефтенасыщенности (k_2) – определяется в зависимости от используемой модели разработки залежи.

1. При одностороннем продвижении ВНК к последнему стягивающему ряду эксплуатационных скважин (одностороннее стягивание контура нефтеносности) k_2 определяется по зависимости (6.5)



Рисунок 6.1. Модель одностороннего продвижения ВНК

$$k_2 = \frac{4 \varepsilon * L^2 * h' * (n' - 1) * K'_{no}}{V}, \quad (6.5)$$

где ε – коэффициент относительных потерь, зависит от обводненности скважины последнего стягивающего ряда и соотношения вязкости нефти и воды (таблица 6.3), д.е.; L – половина расстояния между скважинами в

пределах последнего стягивающего ряда (определяется по структурным картам, выданным в лабораторной работе 1), м; h' – среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины пласта в пределах скважин последнего стягивающего ряда, м; $K'_{по}$ – среднее значение коэффициента открытой пористости в пределах скважин последнего стягивающего ряда, д.е.; n' – количество эксплуатационных скважин в последнем ряду; V – объем пустотного пространства продуктивной части пласта ($V=F*h_{эфн}*K_{по}$), м³

Таблица 6.3 – Расчётная таблица для определения коэффициента относительных потерь

Обводненность, %	ε при μ_n/μ_v				
	1	2,5	5	10	15
95	0,015	0,035	0,06	0,100	0,15
98	0,008	0,02	0,037	0,06	0,09
99	0,006	0,018	0,033	0,053	0,077
99,5	0,005	0,017	0,03	0,05	0,067

2. При двустороннем стягивании контура

1. При двустороннем продвижении ВНК к последнему стягивающему ряду эксплуатационных скважин (рисунок 6.2) k_2 определяется по зависимости (6.6)

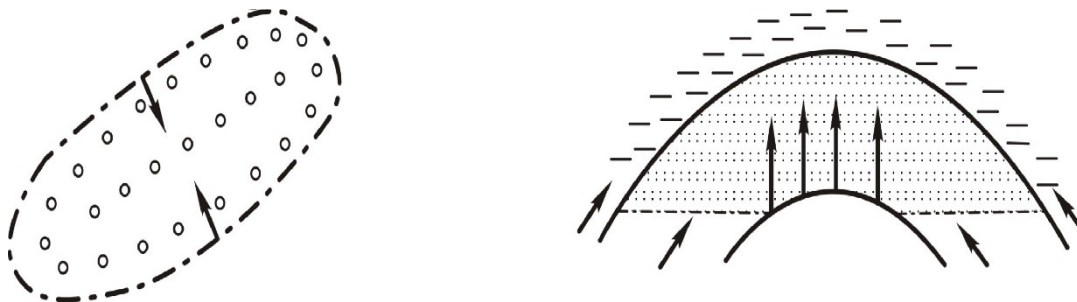


Рисунок 6.2 . Модель двустороннего продвижения ВНК

$$k_2 = \frac{8\varepsilon * L^2 * h' * (n' - 1) * K'_{по}}{V}, \quad (6.6)$$

Аппаратура, оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются данные о ЕФС пород, степени и характере обводнения продуктивного пласта в результате его разработки. Данные представлены в табличной форме и в виде карт изопахит.

Порядок выполнения работы.

1. Определить максимальный теоретически возможный коэффициент извлечения нефти – $k_{\text{нmax}}$ по таблице 6.1;
2. Рассчитать минимальную возможную остаточную нефтенасыщенность $k_{\text{мин}}$ по формуле (6.4);
2. Определить потери нефти за счет неполного вытеснения при разработке $k_{\text{выт}}$ (таблица 6.2);
3. Вычислить величину коэффициента k_1 , характеризующего остаточную нефтенасыщенность при равномерном перемещении фронта вод в процессе разработки по формуле (6.3);
3. Определить по таблице 6.3 коэффициент относительных потерь ϵ ;
4. Рассчитать потери нефти вследствие неравномерного продвижения воды k_2 по одной из зависимостей (6.5 или 6.6), в зависимости от используемой модели разработки залежи;
5. Вычислить коэффициент остаточной нефтенасыщенности $k_{\text{н.ост}}$ по формуле (6.2);
5. Рассчитать коэффициент извлечения нефти $k_{\text{извл.н}}$ по зависимости (6.1).

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, подробное решение предложенной задачи, вывод.

Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. Что такое коэффициент извлечения нефти? По каким формулам, и с какой целью он определяется?
2. Каким образом рассчитывается коэффициент, характеризующий остаточную нефтенасыщенность при равномерном перемещении фронта вод в процессе разработки?
3. Какими факторами контролируется величина коэффициента остаточной нефтенасыщенности вследствие неполного вытеснения нефти в процессе разработки залежи?

4. Приведите модель одностороннего продвижения ВНК и соответствующую ей расчётную формулу для определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности при неравномерном перемещении фронта вод с образованием целиков неизвлеченной нефти.
5. Приведите модель двустороннего продвижения ВНК и соответствующую ей расчётную формулу для определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности при неравномерном перемещении фронта вод с образованием целиков неизвлеченной нефти.

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3, 4, 5, 6].

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 7

Подсчет запасов нефти и растворенного газа объемным методом

Цель: Приобретение навыков подсчёта запасов нефти объёмным методом, составления карты подсчётных параметров.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).
2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).

5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование. *Запасы* – это масса нефти и конденсата или объём газа на дату подсчета в выявленных (открытых), разведанных и разрабатываемых месторождениях. Приведённые к стандартным термобарическим условиям (температуре 20 °С и давлению 0,1 МПа).

Различают две группы запасов углеводородного сырья, подлежащие подсчету и учету в Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской федерацией: геологические и извлекаемые.

Геологические запасы – количество нефти, газа, конденсата, находящееся в недрах.

Извлекаемые запасы – часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета запасов экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

В зависимости от степени изученности геологического строения залежи, её режима и состояния промышленного освоения подсчет запасов нефти проводят объёмным методом, методом материального баланса или статистическим методом.

Основным и обязательным к применению является объёмный метод подсчёта запасов.

Сущность объёмного метода подсчета запасов (ПЗ) заключается в его названии и состоит в изучении геологических условий залегания нефти в пласте и определении нефтяной массы, насыщающей объем порового пространства породы-коллектора. Метод является универсальным и применяется для ПЗ нефти на любой стадии изучения залежи, при этом могут

быть использованы несколько разновидностей объемного метода, среди которых наиболее часто применяется вариант собственно объемного метода.

Аппаратура, оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются данные результатов исследований продуктивных пластов залежей, по которым проводится подсчёт запасов нефти. Данные представлены в табличной форме и в виде карты эффективных нефтенасыщенных толщин.

Порядок выполнения работы.

1. Подсчитать геологические запасы нефти объемным методом по формуле:

$$Q_{но} = F_{зал} \cdot h_{эф.н} \cdot K_{n_o} \cdot K_n \cdot \rho_n \cdot \theta, \quad (7.1)$$

где $Q_{но}$ – геологические запасы нефти, приведенные к стандартным условиям, тыс. т.; $F_{зал}$ – площадь нефтяной залежи в пределах внешнего контура нефтеносности, тыс. м²; $h_{эф.н}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивного пласта, м; k_{no} – коэффициент открытой пористости породы-коллектора, д. ед.; k_n – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; θ – пересчетный коэффициент, ρ_n – плотность нефти в стандартных (поверхностных) условиях, г/см³.

2. Определить величину извлекаемых запасов нефти $Q_{н.изв}$ по формуле:

$$Q_{н.изв} = Q_{н.о} \cdot k_{извл.н}, \quad (7.2)$$

где $k_{извл.н}$ – коэффициент извлечения нефти, д.ед.

3. Рассчитать величину геологических запасов растворённого в нефти газа $V_{н.г.}$, при любом режиме залежи по величине геологических запасов нефти $Q_{н.о.}$ и начальному газосодержанию G_o , определенному по пластовым пробам при дифференциальном разгазировании:

$$V_{н.г.} = Q_{н.о} \cdot G \quad (7.3)$$

4. Рассчитать относительную среднеквадратическую ошибку подсчета запасов нефти объемным методом по формуле 7.4:

$$E'_{Q_{н.о.}} = \pm \sqrt{(E'_{F_{зал}})^2 + (E'_{h.н})^2 + (E'_{K_{no}})^2 + (E'_{K_n})^2} \quad (7.4)$$

где $E'_{Fзал}$, $E'_{h.}$, $E'_{кпо}$, E'_n – относительные среднеквадратические ошибки определения соответственно площади залежи, эффективной нефтенасыщенной толщины, коэффициентов пористости и нефтенасыщенности (последняя принимается равной ошибке определения проницаемости).

4. Рассчитать абсолютную среднеквадратическую ошибку определения запасов объёмным методом по формуле (7.5):

$$E_{Q_{н.о.}} = \frac{E'_{Q_{н.о.}} \cdot Q_{н.о.}}{100\%} \quad (7.5)$$

5. Подсчетные параметры и результаты подсчёта запасов нефти поместить в таблицу 7.1.

Таблица 7.1. Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа

Плaст, зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м ³	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициенты, дол. ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, дол.ед	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газовый фактор, м ³ /т	Запасы газа, растворенного в нефти, млн.м ³	
				открытой пористости	нефтенасыщенности	пересеченный						геологический	извлекаемый
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, привести подробное решение предложенных задач, подсчётный план, обоснование категории запасов (использовать информацию, полученную на лекциях), сводную таблицу подсчетных параметров и запасов нефти, растворенного газа. Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. Дайте определение понятию запасам углеводородного сырья.

Охарактеризуйте группы запасов, подлежащие подсчету и учету в

Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской федерацией

2. Какие методы используются для подсчета запасов нефти?
3. Приведите расчётные формулы для подсчёта геологических и извлекаемых запасов нефти объёмным методом. Охарактеризуйте каждый из подсчётных параметров (в том числе используемые размерности).
4. Каким образом определяются геологические запасы газа растворенного в нефти?
5. Приведите расчётные формулы для определения относительной и абсолютной ошибок определения запасов нефти объёмным методом.
6. Что такое подсчётный план? Что на нем приводится?
7. В какой степени должна быть изучена залежь и каким требованиям она должна отвечать, чтобы её можно было отнести к категории C_1 ?
8. В какой степени должна быть изучена залежь и каким требованиям она должна отвечать, чтобы её можно было отнести к категории В?

Рекомендуемая литература и Интернет-ресурсы: [1, 3-9].

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 8

Подсчет запасов свободного газа по падению пластового давления

Цель и содержание: Приобретение навыков подсчета запасов свободного газа методом падения давления.

Указания по технике безопасности. Компьютер – высокотехнологичное технически хорошо продуманное устройство, но вместе с тем очень опасное. Иногда опасность реальна, а иногда, он незаметно воздействует на Ваше здоровье и психику.

Во избежание несчастного случая, поражения электрическим током, поломки оборудования, рекомендуется выполнять следующие правила:

1. Не входить в помещение, где находится вычислительная техника без разрешения старшего (преподавателя).

2. Не включать без разрешения оборудование.
3. При несчастном случае или поломке оборудования позвать старшего (преподавателя). Знать где находится пульт выключения оборудования (выключатель, красная кнопка, рубильник).
4. Не трогать провода и разъемы (возможно поражение электрическим током).
5. Не допускать порчи оборудования.
6. Не работать в верхней одежде.
7. Не прыгать, не бегать (не пылить).
8. Не шуметь.

Методические рекомендации.

Теоретическое обоснование. Известно, что состояние идеального газа, в котором собственным объемом молекул и межмолекулярным взаимодействием можно пренебречь, аппроксимируется уравнением Клапейрона-Менделеева:

$$PV = NRT \quad (8.1)$$

где V – объем замкнутой системы, м^3 ; P, T – давление (Па) и температура (К) в замкнутой системе; N – число молекул газа, содержащегося в объеме V ; R – универсальная газовая постоянная, равная $8,31441 \text{ Дж/моль} \cdot \text{К}$.

В реальных газах, к которым относятся газы углеводородных скоплений, действуют межмолекулярные силы притяжения и отталкивания. Кроме того, молекулы реальных газов имеют размеры порядка 10^{-10} м , а это означает, что не весь объем замкнутой системы, в которой находится газ, доступен для движения молекул. Следовательно, охарактеризовать состояние реальных газов уравнением (8.1) не представляется возможным.

Для учета отклонения свойств реальных газов от идеального используют коэффициент сжимаемости Z , представляющий отношение объемов равного числа молекул реального (V) и идеального (V_u) газов при одинаковых термобарических условиях

$$Z = V/V_u. \quad (8.2)$$

Тогда уравнение Клапейрона-Менделеева для реальных газов примет вид:

$$PV = ZNRT. \quad (8.3)$$

Численно коэффициент сверхсжимаемости природного газа может быть определен путем лабораторных исследований его глубинной пробы, отобранной с сохранением термобарических условий продуктивного пласта. Однако на практике чаще всего используют расчетный метод оценки коэффициента сверхсжимаемости.

Этот метод основан на принципе соответственных состояний, согласно которому значения коэффициента сверхсжимаемости различных газов при одинаковых приведенных температуре ($T_{пр}$) и давлении ($P_{пр}$) приблизительно равны. Приведенные термобарические параметры газа выражаются в долях от его критической температуры ($T_{кр}$) и критического давления ($P_{кр}$). Критическими называют такие значения давления и температуры, при которых плотность вещества равна плотности его насыщенного пара.

В природном газе каждый составляющий его компонент (метан, гомологи метана, неуглеводородные соединения) имеют определенные значения критических температуры и давления, представленные в таблице 8.1. Для каждого i -го компонента газа приведенные температура и давление рассчитываются из соотношений

$$T_{при} = T_{пл} / T_{кри}, \quad (8.4)$$

$$P_{при} = P_{пл} / P_{кри}, \quad (8.5)$$

где $T_{пл}$ — пластовая температура, К; $P_{пл}$ — пластовое давление, МПа.

Поскольку природный газ является многокомпонентной системой, вместо истинных критических параметров отдельных компонентов используют среднемолярные критические, или псевдокритические, температуру ($T_{н.кр}$) и давление ($P_{н.кр}$)

$$T_{н.кр} = \sum_{i=1}^n (x_i * T_{кри}), \quad (8.6)$$

$$P_{n.kp} = \sum_{i=1}^n (x_i * P_{kpi}), \quad (8.7)$$

где x_i — молярная (объемная) концентрация i -го компонента.

Приведенные псевдокритические температура ($T_{n.np}$) и давление ($P_{n.np}$) находят как отношение пластовых температуры и давления к псевдокритическим значениям температуры и давления

$$T_{n.np} = T_{nl} / T_{n.kp}, \quad (8.8)$$

$$P_{n.np} = P_{nl} / P_{n.kp}. \quad (8.9)$$

В тех случаях, когда содержание метана в природном газе менее 98% по объему, коэффициент сверхсжимаемости определяют по графику Г. Брауна (рисунок 8.1), используя рассчитанные значения приведенных псевдокритических температуры и давления.

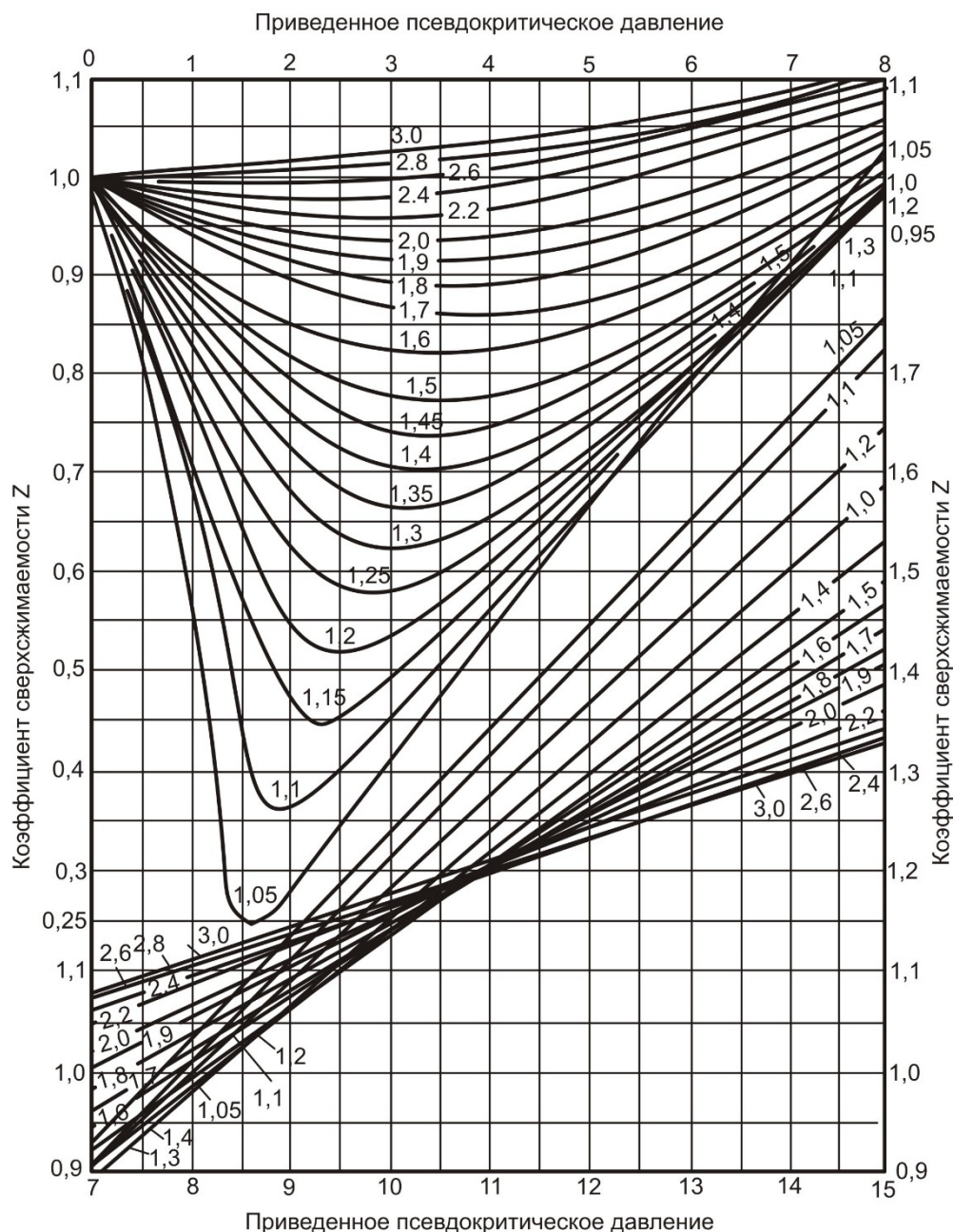


Рисунок 8.1. Кривые зависимости коэффициента сверхсжимаемости углеводородного газа от приведенных псевдокритических температуры и давления (по Г. Брауну и др.).

Кроме того, численное значение коэффициента сверхсжимаемости может быть определено с использованием данных об относительной плотности природного газа по воздуху δ_g :

$$\delta_g = \sum_{i=1}^n (x_i \delta_i), \quad (8.10)$$

где δ_i – относительная плотность по воздуху i -го компонента газа (таблица 8.1).

Используя графики зависимостей $T_{n.kp} = f(\delta_g)$ и $P_{n.kp} = f(\delta_g)$ и внося соответствующие поправки на содержание диоксида углерода, сероводорода и азота (рисунки 8.2 и 8.3), определяют псевдокритические температуру и

давление, по формулам 8.8 и 8.9 вычисляют приведенные значения этих параметров и, наконец, по графику Г. Брауна определяют значение коэффициента сверхсжимаемости природного газа.

Объемным коэффициентом природного газа (ϵ_z) называют отношение объема газа (V_{nl}), который он занимает в пластовых условиях, к объему (V_{cm}), который он будет занимать в стандартных условиях ($T_{cm}=293\text{ K}$, $P_{cm}=0,1033\text{ МПа}$)

$$\epsilon_z = V_{nl} / V_{cm} \quad (8.11)$$

Его можно рассчитать, выражая объем газа из уравнения 8.3:

$$\epsilon_z = \frac{ZNRT_{nl}P_{cm}}{NRT_{cm}P_{nx}} = \frac{0,000352 ZT_{nl}}{P_{nl}} \quad (8.12)$$

Метод подсчета запасов свободного газа по падению давления наиболее эффективен для залежей с газовым режимом. При упруговодонапорном режиме в случае невысокого коэффициента возмещения применение этого способа возможно.

При реализации графического подхода в этом метода необходимо построить графика в координатах p/Z (приведенное давление) и V_z (накопленная добыча газа). Для этого на соответствующий период времени для соответствующего пластового давления определяют коэффициент сверхсжимаемости и величину p/Z .

Если графические точки образуют прямую, то в залежи проявляется газовый режим.

Продолжив прямую до пересечения с осью $\sum V_z$, получают геологические запасы газа, приведенные к стандартным условиям (рисунок 8.4). Абсцисса точки пересечения прямой $p/Z=f(\sum V_z)$ с прямой $P_{\kappa}/Z_{\kappa}=const$ характеризует величину извлекаемых запасов газа $V_{z\text{ извл.}}$ (P_{κ} — остаточное давление в залежи при давлении на устье 0,1 МПа, Z_{κ} соответствующий давлению P_{κ} коэффициент сжимаемости газа, доли ед).

Значения P_{κ} получают по зависимости:

$$P_{\kappa} = 0,1 e^{1293 \cdot 10^{-9} H_{\kappa n} \rho_z}$$

где $H_{\text{кп}}$ – глубина кровли пласта в скважине, см; ρ_r – относительная плотность газа по воздуху.

Если на графике наблюдается отклонение от прямолинейного участка (проявляется упруговодонапорный режим или повышено содержание конденсата в газе), то для определения величины геологических запасов газа следует экстраполировать прямолинейную часть графика.

Аппаратура, оборудование и материалы.

Основой для выполнения работы являются сведения о компонентном составе, относительной плотности природных газов и термобарических условиях недр газовых и газоконденсатных месторождений России и зарубежных стран (таблица 8.4).

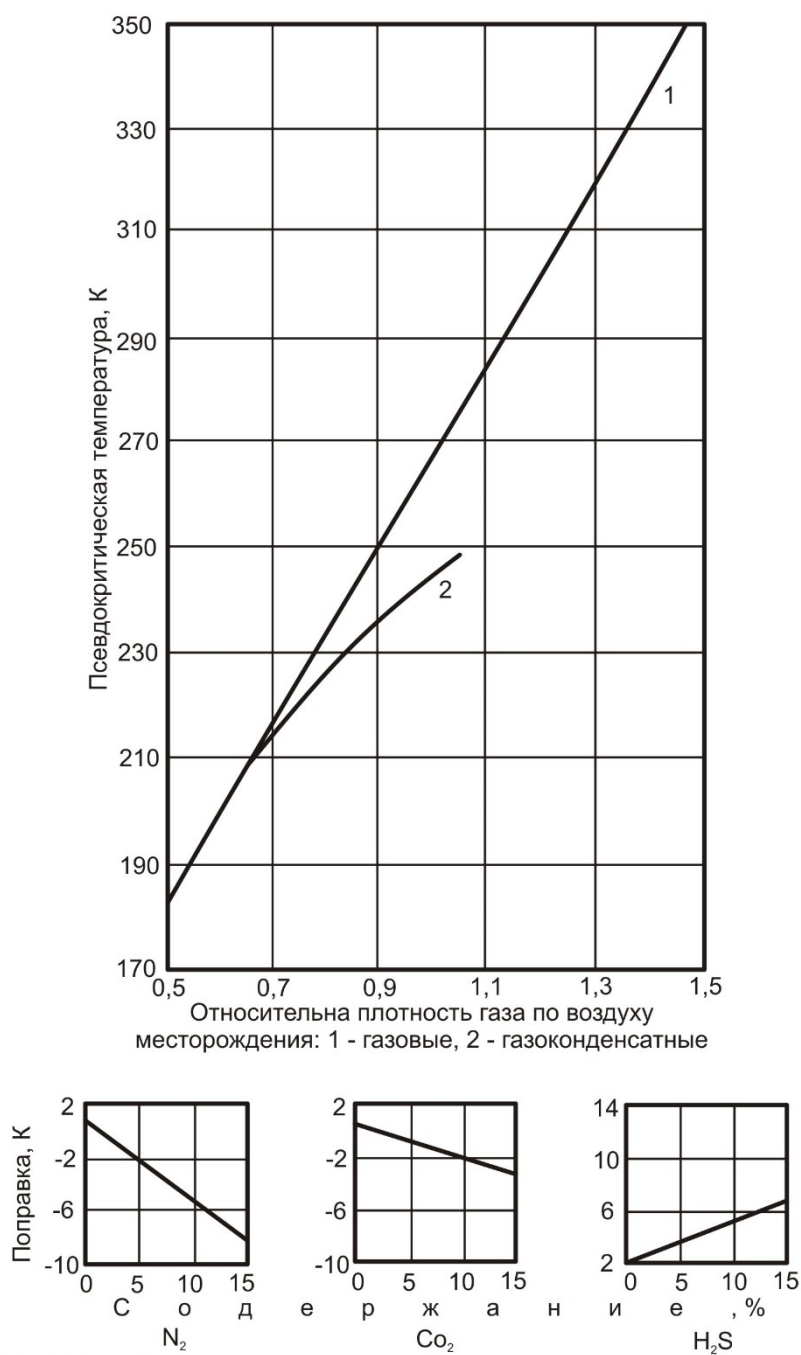


Рисунок 8.2. 1 график зависимости псевдокритической температуры от относительной плотности газа по воздуху

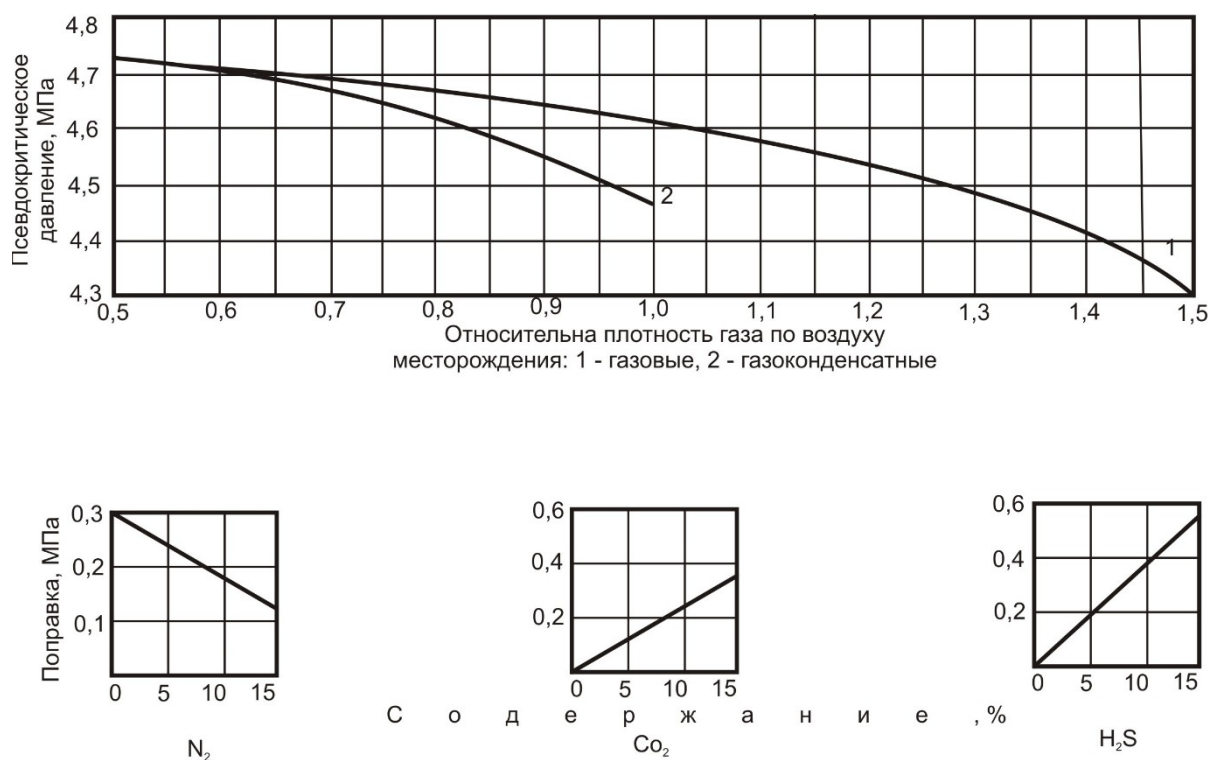


Рисунок 8.3. График зависимости псевдокритического давления от относительной плотности газа по воздуху

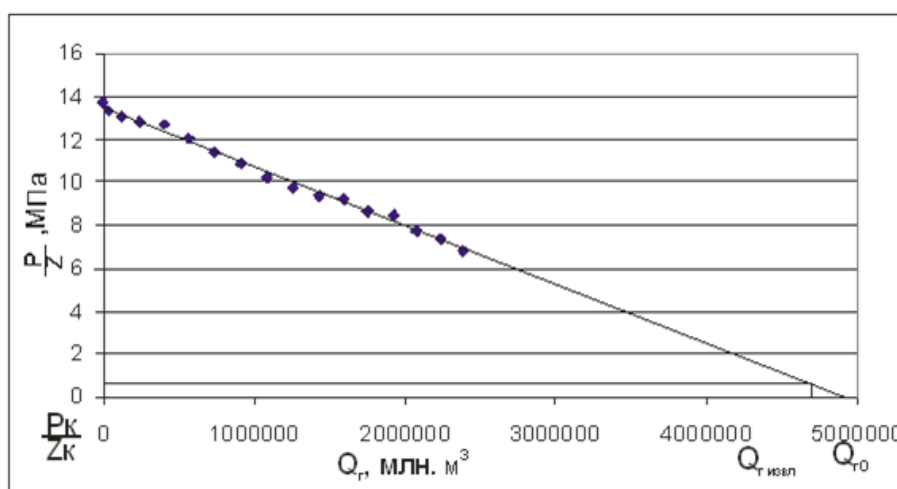


Рисунок 8.4. График зависимости приведенного пластового давления от накопленной добычи газа сеноманского продуктивного горизонта Ямбургского газоконденсатного месторождения

Задание. Определить коэффициент сверхсжимаемости и объемный коэффициент природного газа двумя способами: по компонентному составу и по относительной плотности газа по воздуху. Определить геологические и извлекаемые запасы газа.

Порядок выполнения работы:

Используя информацию, помещенную в таблице 8.1, согласно заданному преподавателем варианту:

1. Определить коэффициент сверхсжимаемости с использованием данных по компонентному составу природного газа.

1.1 Для каждого компонента природного газа определить объемную (молярную) концентрацию x_i и псевдокритические значения температуры $T_{n,кpi}$ и давления $P_{n,кpi}$ (формулы 8.6 и 8.7).

1.2. Рассчитать приведенные псевдокритические температуру $T_{n,пр}$ и давление $P_{n,пр}$ газовой смеси (формулы 8.8 и 8.9).

2. Определить по графику Г. Брауна (рисунок 8.1) коэффициент сверхсжимаемости природного газа Z .

3. Вычислить по уравнению (8.12) объемный коэффициент природного газа v_z .

4. Определить коэффициент сверхсжимаемости с использованием данных об относительной плотности природного газа по воздуху

4.1 Рассчитать относительную плотность газа по воздуху δ_z , используя уравнение (8.10).

4.2. Определить псевдокритические температуру, давление газовой смеси, используя графики зависимостей этих параметров от относительной плотности газа по воздуху (рисунки 8.2 и 8.3).

4.3. В полученные значения ввести поправки на содержание в газовой смеси неуглеводородных компонентов.

4.4. Рассчитать приведенные псевдокритические температуру и давление.

5. По данным пункта 4.4 определить по графику Г. Брауна (рисунок 8.1) коэффициент сверхсжимаемости природного газа Z и вычислить по уравнению 8.12 объемный коэффициент природного газа v_z .

6. Сопоставить значения искомых параметров, полученные обоими способами.

7. Исходные данные и расчетные значения занести в таблицы 8.2 и 8.3.

8. Определить коэффициент сверхсжимаемости и величину приведённого давления p/Z на соответствующий период времени для соответствующего пластового давления. Данные занести в таблицу 8.4.

9. Построить график в координатах p/Z и $\sum V_z$ и графическим способом определить приведенные к стандартным условиям начальные запасы газа V_{z0} и извлекаемые запасы газа $V_{z \text{ извл}}$ по величине P_K/Z_K . Для этого провести экстраполяцию прямолинейного участка графика до пересечения с осью абсцисс (геологические запасы V_z) и прямой $P_K/Z_K = \text{const}$ (извлекаемые запасы $V_{z \text{ извл}}$);

P_K – остаточное давление в залежи при давлении на устье 0,1 МПа; α_K – соответствующая давлению P_K поправка на сжимаемость газа, доли ед. $\alpha_{Km} = 1/Z_K$.

Значения P_K получают по зависимости:

$$P_K = 0,1 e^{1293 \cdot 10^{-9} H_{\text{кп}} \rho_z}, \quad (8.13)$$

где $H_{\text{кп}}$ – глубина кровли пласта в скважине, см; ρ_z – относительная плотность газа по воздуху.

Содержание отчета, форма и правила оформления отчета о выполненной работе.

В отчете следует отразить: цель работы, краткое теоретическое обоснование, привести подробное решение предложенной задачи, график зависимости P/Z от $\sum V_z$, вывод. Полученные результаты иллюстрировать соответствующими рисунками, на которых отметить расчётные и определяемые по номограммам величины.

Защита работы проводится в устной форме.

Задания и вопросы для формирования и контроля владения компетенциями.

1. Что характеризует коэффициент сверхсжимаемости?
2. Какие значения давления и температуры называются критическими?

3. Приведите расчётные формулы для определения приведенных температур и давлений для каждого i -го компонента газа.

4. С какой целью и по каким формулам рассчитываются среднемолярные критические (псевдокритические) температура и давление?

5. Какие термобарические параметры газа – приведенные ($T_{n.pr}$, $P_{n.pr}$) или приведённые псевдокритические (T_{pri} , P_{pri}) – используются для определения коэффициента сверхсжимаемости природного газа при подсчёте запасов?

6. Каким образом определить коэффициент сверхсжимаемости при заданных преподавателем величинах термобарических параметров по графику Г. Брауна?

7. Каким образом определяется численное значение коэффициента сверхсжимаемости с использованием данных об относительной плотности природного газа по воздуху?

8. Приведите расчётные формулы для определения объёмного коэффициента природного газа.

9. В каких координатах строится график, по которому определяются геологические запасы свободного газа? Каким образом определяется величина геологических запасов по этому графику?

10. По каким данным, и каким образом определяется величина извлекаемых запасов свободного газа?

11. Применима ли приведенная методика подсчёта запасов газа для залежи, эксплуатирующейся при упруговодопорном режиме? Если да, то каким образом это делается? Для ответа приведите графические построения.

Таблица 8.1 – Свойства компонентов природных газов

Параметры	Обозначения	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₆	N ₂	CO ₂	H ₂ S
Критическое давление, МПа	P _{кр}	4,58	4,86	4,34	3,82	3,57	3,28	3,30	2,96	2,70	3,46	7,50	8,89
Критическая температура, К	T _{кр}	191	305	370	407	425	461	470	508	540	124,9	304,1	373,4
Плотность по воздуху	δ_i	0,554	1,038	1,522	2,006	2,006	2,490	2,490	2,974	3,459	0,967	1,514	1,173

Таблица 8.2 – Расчёт коэффициента сверхсжимаемости и объёмного коэффициента природного газа _____ залежи _____ месторождения по составу газа

Компонентный состав газа	Объёмная (молярная) концентрация компонентов x _i , доли ед.	Критические		Псевдокритические		Приведенные псевдокритические		Коэффициент сверхсжимаемости газа Z, доли ед.	Объёмный коэффициент газа b _r , доли ед.
		температура, T _{кр} , К	давление, P _{кр} МПа	температура T _{п.кр} , К	давление P _{п.кр} , МПа	температура T _{п.пр} , доли ед.	давление P _{п.кр} , доли ед.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH ₄									
C ₂ H ₆									
Всего									

Таблица 8.3 – Расчёт коэффициента сверхсжимаемости и объёмного коэффициента природного газа залежи _____ залежи _____ месторождения по относительной плотности газа по воздуху

Относительная плотность по воздуху, доли ед. δ	Псевдокритические						Приведенные псевдокритические		Коэффициент сверхсжимаемости газа Z, доли ед.	Объёмный коэффициент газа b _r , доли ед.
	температура по графику на рисунке 8.2	суммарная величина поправок на графике на рисунке 8.2	температура T _{п.кр} , К	давление по графику на рисунке 8.3	суммарная величина поправок по графику на	давление P _{п.кр} , МПа	температура, T _{п.пр}	давление, P _{п.кр}		

					рисунке 8.2					

Таблица 8.4 - Определение коэффициента сверхсжимаемости свободного газа _____ пласта _____ месторождения.

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$P_{п.пр}$	Коэфф. сверхсжимаемости z , д. е.	P/z	ΣV_r , млн., м ³
1	2	3	4	5	6
1977	3,94	0,855	0,914	4,3	47
1978	3,88	0,84	0,915	424	152

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления Вариант 1 – Месторождение Луговское						Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления Вариант 2 – Месторождение Минское						Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления Вариант 3 – Месторождение Озерное					
Годы разработки	Р _{пл} , МПа	ΣV _г , млн. м ³	t _{пл} , °C	Состав газа		Годы разработки	Р _{пл} , МПа	ΣV _г , млн. м ³	t _{пл} , °C	Состав газа		Годы разработки	Р _{пл} , МПа	ΣV _г , млн. м ³	t _{пл} , °C	Состав газа	
				Компонент	Сод-с, об. %					Компонент	Сод-с, об. %					Компонент	Сод-с, об. %
1	6,7	0,8	115	CH ₄	60,5	1	13,2	0,8	103	CH ₄	89,9	1	10,1	0,42	82	CH ₄	52
2	6,3	1,8		C ₂ H ₆	13,5	2	12,4	1,8		C ₂ H ₆	4,8	2	9,6	0,88		C ₂ H ₆	8
3	6	2,6		C ₃ H ₈	12,9	3	12,1	2,6		C ₃ H ₈	2,1	3	9,1	1,28		C ₃ H ₈	2
4	5,8	3,3		nC ₄ H ₁₀	7,7	4	11,7	3,3		nC ₄ H ₁₀	0,9	4	8,7	1,64		nC ₄ H ₁₀	9,3
5	5,5	4,1		iC ₄ H ₁₀	1,7	5	10,9	4,1		iC ₄ H ₁₀	1,3	5	8,2	2,08		iC ₄ H ₁₀	18
6	5,4	4,8		C ₅ H ₁₂	3,7	6	10,8	4,8		C ₅ H ₁₂	1	6	7,9	2,4		C ₅ H ₁₂	10
7	5,2	5,4				7	10,4	5,4				7	7,5	2,72			
8	4,9	6		ρ _г = 0,97		8	9,9	6		ρ _г = 0,82		8	7,1	3		ρ _г = 0,885	
9	4,8	6,5		H _г =2090 м		9	9,6	6,5		H _г =1460 м		9	6,9	3,22		H _г =1100 м	
10	4,6	7,3				10	9,3	7,3				10	6,5	3,62			
Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления Вариант 4 – Месторождение Польское						Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления Вариант 5 – Месторождение Соколовское						Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления Вариант 6 – Месторождение Озерки					
Годы разработки	Р _{пл} , МПа	ΣV _г , млн. м ³	t _{пл} , °C	Состав газа		Годы разработки	Р _{пл} , МПа	ΣV _г , млн. м ³	t _{пл} , °C	Состав газа		Годы разработки	Р _{пл} , МПа	ΣV _г , млн. м ³	t _{пл} , °C	Состав газа	
				Компонент	Сод-с, об. %					Компонент	Сод-с, об. %					Компонент	Сод-с, об. %
1	10,1	0,8	∞	CH ₄	70	1	8,8	0,8	97	CH ₄	68,9	1	6,1	0,8	115	CH ₄	75,3
2	9,6	1,8		C ₂ H ₆	10,2	2	8,2	1,8		C ₂ H ₆	7,6	2	6,3	1,8		C ₂ H ₆	8
3	8,7	2,6		C ₃ H ₈	1,5	3	8	2,6		C ₃ H ₈	7,8	3	6	2,6		C ₃ H ₈	4,2

4	8,2	3,3		nC ₄ H ₁₀	3,5	4	7,7	3,9		nC ₄ H ₁₀	5,5	4	5,8	3,3		nC ₄ H ₁₀	3,7
5	7,9	4,1		iC ₄ H ₁₀	4,5	5	7,4	4,1		iC ₄ H ₁₀	5,4	5	5,5	4,1		iC ₄ H ₁₀	5
6	7,5	4,8		C ₅ H ₁₂	0,3	6	7,2	4,8		nC ₅ H ₁₂	4,1	6	5,4	4,8		nC ₅ H ₁₂	3,2
7	7,1	5,4				7	6,9	5,4		iC ₅ H ₁₂	1,7	7	5,2	5,4		iC ₅ H ₁₂	0,6
8	6,9	6		ρ _г = 0,879		8	6,6	6		ρ _г = 0,88		8	4,9	6		ρ _г = 0,85	
9	6,7	6,5		H _г =790 м		9	6,4	6,5		H _г =800 м		9	4,8	6,5		H _г =740 м	
10	6,5	7,3				10	6,2	7,3				10	4,6	7,3			
Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления Вариант 7 – Месторождение Олейное						Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления Вариант 8 – Месторождение Озерное						Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления Вариант 9 – Месторождение Минское					
Годы разработки	Р _{пл} , МПа	ΣV _г , млн. м ³	t _{пл} , °C	Состав газа		Годы разработки	Р _{пл} , МПа	ΣV _г , млн. м ³	t _{пл} , °C	Состав газа		Годы разработки	Р _{пл} , МПа	ΣV _г , млн. м ³	t _{пл} , °C	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %					Компонент	Сод-е, об. %					Компонент	Сод-е, об. %
1	9,12	0,42	62	CH ₄	52	1	10,1	0,42	92	CH ₄	52	1	13,2	0,8	103	CH ₄	89,9
2	8,6	0,88		C ₂ H ₆	8	2	9,6	0,88		C ₂ H ₆	8	2	12,4	1,8		C ₂ H ₆	4,8
3	8,1	1,28		C ₃ H ₈	2	3	9,1	1,28		C ₃ H ₈	2	3	12,1	2,6		C ₃ H ₈	2,1
4	7,7	1,64		nC ₄ H ₁₀	9,3	4	8,7	1,64		nC ₄ H ₁₀	9,3	4	11,7	3,3		nC ₄ H ₁₀	0,9
5	7,2	2,08		iC ₄ H ₁₀	18	5	8,2	2,08		iC ₄ H ₁₀	18	5	10,9	4,1		iC ₄ H ₁₀	1,3
6	6,9	2,4		C ₅ H ₁₂	10	6	7,9	2,4		C ₅ H ₁₂	10	6	10,8	4,8		C ₅ H ₁₂	1
7	6,5	2,72				7	7,5	2,72				7	10,4	5,4			
8	6,1	3		ρ _г = 0,885		8	7,1	3		ρ _г = 0,885		8	9,9	6		ρ _г = 0,82	
9	5,9	3,22		H _г =1100 м		9	6,9	3,22		H _г =1100 м		9	9,6	6,5		H _г =1460 м	
10	5,5	3,62				10	6,5	3,62				10	9,3	7,3			

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 9

Подсчет запасов конденсата и попутных полезных компонентов в газоконденсатной залежи

Цель и содержание: Приобретение навыков подсчета запасов конденсата и попутных полезных компонентов в газоконденсатной залежи.

Теоретическое обоснование. Пластовый газ газоконденсатной залежи представляет собой смесь близких по составу газообразных и жидких углеводородов, а также неуглеводородных газов, способных при определенных термобарических условиях взаимно растворяться друг в друге.

Для определения состава пластового газа необходимо в 2-3 наиболее продуктивных скважинах:

1. Отобрать и исследовать пробы газа;
2. Отобрать и исследовать пробы сырого конденсата;
3. Произвести замеры конденсатогазового фактора (КГФ).

Если газовая залежь имеет нефтяную оторочку или большой этаж газоносности (>300 м) пробы газа и конденсата должны характеризовать изменение содержания сырого конденсата и состава газа по высоте залежи.

При расчетах используются средневзвешенные по площади залежи значения содержания в газе этана, пропана, бутанов, C_5 +высш.

Отбор пластового газа осуществляется путем одноступенчатой сепарации, если температура сепарации равна температуре окружающей среды или ниже ее и путем двухступенчатой сепарации, если температура сепарации значительно выше температуры окружающего воздуха.

Изучение состава пластового газа осуществляется в лабораторных условиях с использованием проб отсепарированного газа и сырого конденсата.

Пробы сырого конденсата подвергаются последовательно дегазации, т.е. полному удалению метана (CH_4), углекислого газа (CO_2), азота (N_2), сероводорода (H_2S) и частичному удалению гомологов метана, а затем

дебутанизации, т.е. полному удалению гомологов метана (этан, пропан, бутан).

Для определения содержания конденсата продукция газоконденсатных скважин сепарируется в промысловых условиях (одно- или двухступенчатая сепарация). Выпавший из сепаратора сырой конденсат затем стабилизируется при стандартных условиях ($t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P=0,1\text{ МПа}$).

Схема исследования пластовой газоконденсатной системы может быть представлена в следующем виде (рисунок 9.1)

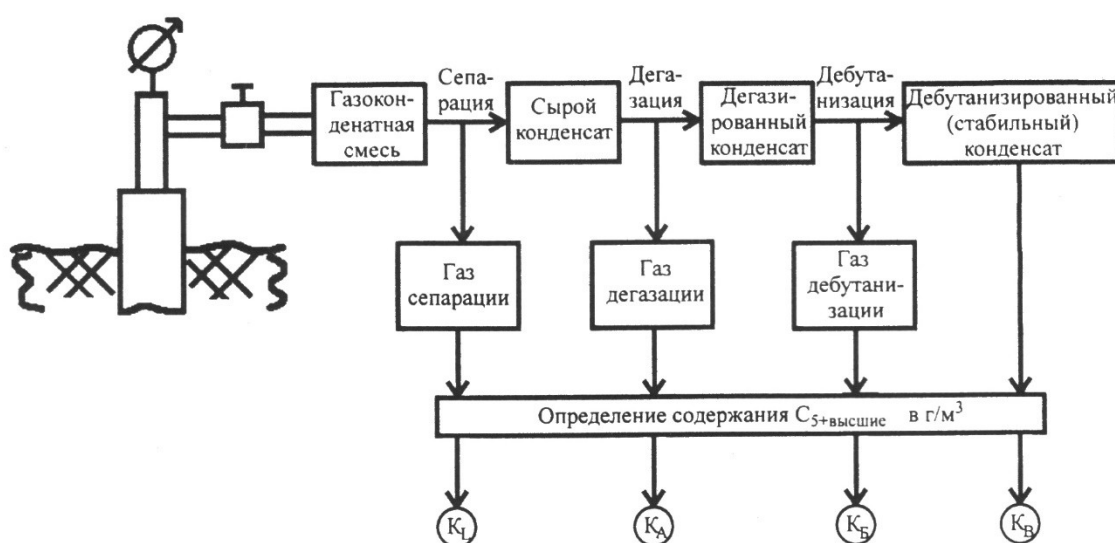


Рисунок 9.1 - Схема исследования пластовой газоконденсатной системы

Общее содержание стабильного конденсата в составе пластового газа (в грамм-молях) определяется путем суммирования содержаний:

- конденсата в газе сепарации;
- конденсата в газе дегазации;
- конденсата в газе дебутанизации;
- дебутанизованного конденсата.

В лаборатории определяется состав:

- отсепарированного газа;
- газа дегазации;
- газа дебутанизации.

Кроме этого замеряются содержащиеся в объеме контейнера количество газа, выделяемое при дегазации сырого конденсата (л); количество газа, выделяемое при дебутанизации конденсата (л); количество жидких углеводородов ($C_{5+в}$) в дебутанизованном конденсате ($см^3$).

Ход выполнения работы

Задание 1. Расчет состава пластового газа газоконденсатной залежи при одноступенчатой сепарации

Расчет состава пластового газа газоконденсатной залежи при одноступенчатой сепарации проводится исходя из 1000 грамм-молей отсепарированного газа по следующей схеме:

1.1 Определяем количество грамм-молей отдельных компонентов газа сепарации исходя из 1000 грамм-молей отсепарированного газа:

$$X_{Li} = \frac{Y_{Li} \cdot \sum X_{Li}}{100} ; \sum X_{Li} = 1000 \quad (9.1)$$

Исходные данные и результаты расчетов представлены в таблицах 9.1, 9.2

1.2 Определяем количество газа (в грамм-молях), выделившегося при дегазации сырого конденсата:

$$\sum X_{Ai} = \frac{a \cdot K_G}{V} \quad (9.2)$$

где a – количество газа, выделившегося при дегазации сырого конденсата в объеме контейнера, л; K_G – конденсатогазовый фактор ($КГФ$), $см^3/м^3$. Рассчитывается как частное от деления объема сырого конденсата ($см^3$), скопившегося в сепараторе, к объему газа ($м^3$), прошедшего через ДИКТ за одно и тоже время (при давлении в сепараторе не выше 5 МПа)

$$КГФ = \frac{V_{Ki}}{V_{Pi}}, \text{ см}^3/м^3 \quad (9.3)$$

где V – объем контейнера в который отобрали сырой конденсат, $см^3$.

1.3 Определяем число грамм-молей отдельных компонентов газа дегазации исходя из общего числа грамм-молей газа дегазации и процентного содержания компонентов в составе пластового газа

$$X_{Ai} = \frac{Y_{Ai} \cdot \sum X_{Ai}}{100} \quad (9.4)$$

1.4 Определяем количество газа в грамм-молях, выделившегося при дебутанизации конденсата

$$\sum X_{Bi} = \frac{\delta \cdot K_G}{V} \quad (9.5)$$

где δ – количество газа дебутанизации в объеме контейнера, л.

1.5 Определяем количество грамм-молей отдельных компонентов газа дебутанизации:

$$X_{Bi} = \frac{Y_{Bi} \cdot \sum X_{Bi}}{100} \quad (9.6)$$

1.6 Определяем количество (в грамм-молях) пентанов и вышекипящих углеводородов ($C_{5+\text{выше}}$), содержащихся в сыром конденсате

$$X_{Bi} = \frac{K_G \cdot v \cdot g_{4(k)}^{20} \cdot 24,04}{V \cdot M_k} \quad (9.7)$$

где v – содержание жидких углеводородов ($C_{5+\text{выше}}$) дебутанизованном конденсате в объеме контейнера, см^3 ; $g_{4(k)}^{20}$ – относительная плотность $C_{5+\text{выше}}$ при 20°C ; M_k – молекулярная масса $C_{5+\text{выше}}$; 24,04 – газовая постоянная.

7. Определяем число грамм-молей отдельных компонентов пластового газа

$$X_i = X_{Li} + X_{Ai} + X_{Bi} + X_{Vi} \quad (9.8)$$

определяется количество газа в грамм-молях как сумма X_i и рассчитывается процентное содержание каждого компонента в составе пластового газа:

$$Y_i = \frac{X_i}{\sum X_i} 100 \quad (9.9)$$

Задание 2. Подсчет геологических запасов конденсата в газоконденсатной залежи

Для подсчета начальных балансовых запасов конденсата необходимы сведения о начальных балансовых запасах свободного газа в газоконденсатной залежи (V_{z0}) и о начальном потенциальном содержании газоконденсата в пластовой газоконденсатной системе (Π_k).

Начальное потенциальное содержание конденсата Π_k (г/м³), т.е. жидких углеводородов (C_{5+} высшие) в пластовой газоконденсатной системе при одноступенчатой сепарации определяется как сумма их содержания в газах сепарации (K_L), дегазации (K_A), дебутанизации (K_B) и в стабильном (дебутанизованном) конденсате (K_B) в граммах из расчета на 1 м³ пластового газа

2.1 Содержание C_{5+} высшие в газе сепарации рассчитываем по формуле

$$K_L = X_{L_{C_{5+}}} \cdot \frac{M_{L_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{Y_{L_{C_{5+}}} \cdot \sum X_{Li}}{100} \cdot \frac{M_{L_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{1000}{100} \cdot \frac{Y_{L_{C_{5+}}} \cdot M_{L_{C_{5+}}}}{24,04} \quad (9.10)$$

$$K_L = 0,416 \times 0,4 \times 40 = 6,7 \text{ г/м}^3$$

где $X_{L_{C_{5+}}}$ - количество грамм-молей жидких УВ (C_{5+} высшие) в газе сепарации;
 $Y_{L_{C_{5+}}}$ - содержание C_{5+} высшие в газе сепарации в мольных (объемных) процентах;
 $\sum X_{L_{C_{5+}}}$ - общее количество газа сепарации (в грамм-молях). Принимается равным 1000; 24,04 - газовая постоянная. $M_{L_{C_{5+}}}$ - молекулярная масса C_{5+} высшие в отсепарированном газе. Определяется по специальному графику в зависимости от температуры сепарации.

2.2 Содержание C_{5+} высшие в газе дегазации рассчитываем по формуле

$$K_A = X_{A_{C_{5+}}} \cdot \frac{M_{A_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{Y_{A_{C_{5+}}} \cdot \sum X_{Ai}}{100} \cdot \frac{M_{A_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{a \cdot K_G}{V} \cdot \frac{Y_{A_{C_{5+}}} \cdot M_{A_{C_{5+}}}}{24,04} = \quad (9.11)$$

$$= 0,03 \frac{a \cdot K_G \cdot Y_{A_{C_{5+}}}}{V}$$

$$KA = 0,03 \times ((9,1 \times 152 \times 1,94)/85) = 0,9 \text{ г/м}^3$$

где $X_{A_{C_{5+}}}$ - количество грамм-молей жидких УВ (C_{5+} высшие) в газе дегазации;
 $Y_{A_{C_{5+}}}$ - содержание C_{5+} высшие в газе дегазации в мольных (объемных) процентах;
 $\sum X_{A_{C_{5+}}}$ - общее количество газа дегазации (в грамм-молях); $M_{A_{C_{5+}}}$ - молекулярная масса C_{5+} высшие в газе дегазации. Экспериментально установлено, что величина данного параметра с приемлемой для расчетов точностью может быть принята равной 80; a - количество газа, выделяемое при дегазации сырого конденсата в объеме контейнера, л; K_G - конденсатогазовый фактор, $\text{см}^3/\text{м}^3$.

2.3 Содержание в газе дебутанизации рассчитываем по формуле

$$K_B = X_{B_{C_{5+}}} \frac{M_{B_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{Y_{B_{C_{5+}}} \cdot \sum X_{B_i}}{100} \frac{M_{B_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{\delta \cdot K_G}{V} \frac{Y_{B_{C_{5+}}} \cdot M_{B_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{\delta \cdot K_G \cdot Y_{B_{C_{5+}}}}{V} \quad (9.12)$$

$$KB = 0,03 \times ((1,1 \times 152 \times 11,45)/85) = 0,7 \text{ г/м}^3$$

где $X_{B_{C_{5+}}}$ - количество грамм-молей жидких УВ (C_{5+} высшие) в газе дебутанизации; $Y_{B_{C_{5+}}}$ - содержание C_{5+} высшие в газе дебутанизации в мольных (объемных) процентах; $\sum X_{B_{C_{5+}}}$ - общее количество газа дебутанизации (в грамм-молях); $M_{B_{C_{5+}}}$ - молекулярная масса C_{5+} высшие в газе дебутанизации. Принимается равной 80; δ — количество газа, выделяемое при дебутанизации сырого конденсата в объеме контейнера, л;

2.4 Содержание C_{5+} высшие в дебутанизованном конденсате рассчитываем по формуле

$$K_B = X_{B_{C_{5+}}} \frac{M_K}{24,04} = \frac{v \cdot K_G \cdot g_{4(K)}^{20} \cdot 24,04}{V \cdot M_K} \frac{M_K}{24,04} = \frac{v \cdot K_G \cdot g_{H(K)}^{20}}{V} \quad (9.13)$$

где $X_{B_{C_{5+}}}$ - количество грамм-молей C_{5+} в дебутанизированном (стабильном) конденсате; M_k - молекулярная масса дебутанизированного (стабильного) конденсата; $g_{4(k)}^{20}$ - относительная плотность дебутанизированного (стабильного) конденсата в стандартных условиях.

2.5 Начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе в $г/м^3$ может быть определено путем суммирования его слагаемых

$$\begin{aligned} \Pi_k = K_L + K_A + K_B + K_B = 0,416 \cdot Y_{L_{C_{5+}}} \cdot M_{L_{C_{5+}}} + 0,03 \cdot \frac{a \cdot K_G \cdot Y_{A_{C_{5+}}}}{V} + 0,03 \\ \cdot \frac{\delta \cdot K_G \cdot Y_{B_{C_{5+}}}}{V} + \frac{6 \cdot K_G \cdot g_{H(k)}^{20}}{V} = 0,416 \cdot Y_{L_{C_{5+}}} \cdot M_{L_{C_{5+}}} + \frac{K_G}{V} \cdot (0,03 \cdot a \cdot Y_{A_{C_{5+}}} \\ + 0,03 \cdot \delta \cdot Y_{B_{C_{5+}}} + 6 \cdot g_{4(k)}^{20}) \end{aligned} \quad (9.14)$$

Геологические запасы стабильного конденсата (тыс.т) рассчитываем по формуле

$$Q_{k0} = V_{г0} \cdot \Pi_k \cdot 10^{-3}, \text{ тыс.т} \quad (9.15)$$

где $V_{г0}$ - геологические запасы свободного газа, млн. $м^3$.

Задание 3. Подсчет извлекаемых запасов конденсата в газоконденсатной залежи

Извлекаемые запасы стабильного конденсата рассчитываем по формуле

$$Q_{к.изв.} = Q_{к0} \cdot \eta_k \cdot \eta_g \quad (9.16)$$

где η_k - коэффициент извлечения конденсата; η_g - коэффициент извлечения газа, принимается равным 1.

Коэффициент извлечения конденсата представляет собой отношение разности начального потенциального содержания конденсата (Π_k) и его ретроградных пластовых потерь ($q_{п.пл}$) к начальному потенциальному содержанию

$$\eta_k = \frac{\Pi_k - q_{п.пл}}{\Pi_k} \quad (9.17)$$

Способы определения η_k на залежах, работающих без ППД выбираются в зависимости от начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе.

При $P_k < 30$ г/л величина η_k :

Определяется по графику зависимости $q_{п.пл}/P_k$ от фракционного состава конденсата для условий температур, при которых выкипает 90 % конденсата.

Может быть рассчитана по графику зависимости параметра $\frac{C_2+C_3+C_4}{C_5+}$ от соотношения, вычисляемого по данным состава пластового газа.

В том случае, когда $P_k > 30$ г/м³, коэффициент извлечения конденсата определяется с учетом величины пластовых потерь, устанавливаемых экспериментально до начала разработки залежи. Цель экспериментальных исследований заключается в выявлении закономерности изменения потенциального содержания конденсата при снижении пластового давления от начального до стандартного, равного 0,1 МПа.

Определение пластовых потерь конденсата производится на установке УГК-3. По результатам исследований строится кривая дифференциальной конденсации (кривая потерь; рисунок 9.2).

Расчет коэффициента извлечения конденсата, производится следующим образом.

Согласно рисунку 9.2, при давлении 0,1 МПа количество выделившегося конденсата составило 40 см³/м³. Допустим, что относительная плотность конденсата при давлении 0,1 МПа равна 0,783, а начальная потенциальное содержание конденсата составляет 126 г/м³.

$$\text{Тогда } k_k = (126 - 40 \cdot 0,783) / 126 = 0,752$$

Если $P_k < 30$ г/м³, определение коэффициента извлечения конденсата ведется на основе зависимости отношения величины пластовых потерь к начальному потенциальному содержанию конденсата ($q_{п.пл}/P_k$) от

фракционного состава конденсата, для температуры, при которых выкипает 90% (рисунок 9.3).

Например, если 90% конденсата выкипает при 220 °С, то отношение величины пластовых потерь к начальному потенциальному содержанию конденсата 0,1. Тогда

$$k_k = 1 - q_{п.пл} / P_k = 1 - 0,1 = 0,9.$$

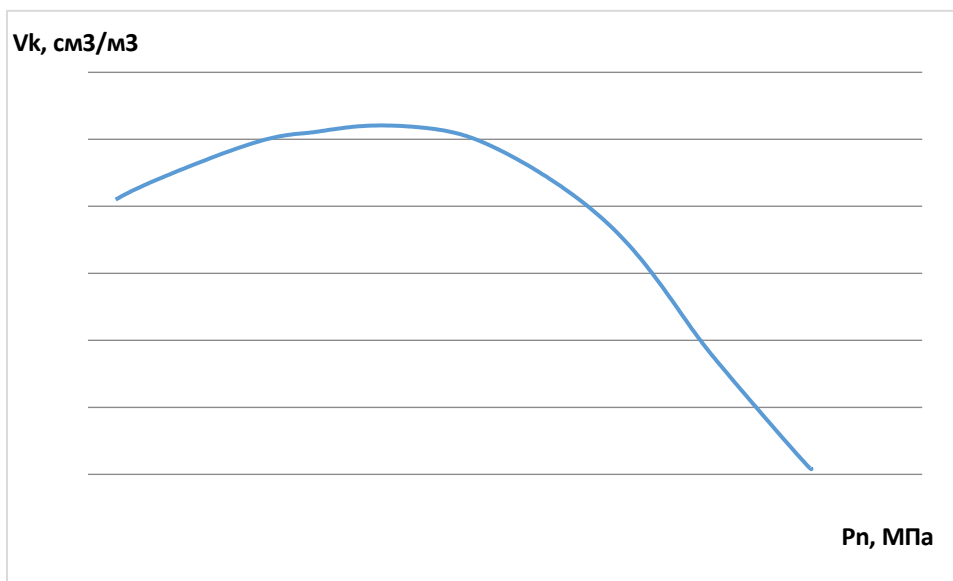


Рисунок 9.2 - Кривая дифференциальной конденсации

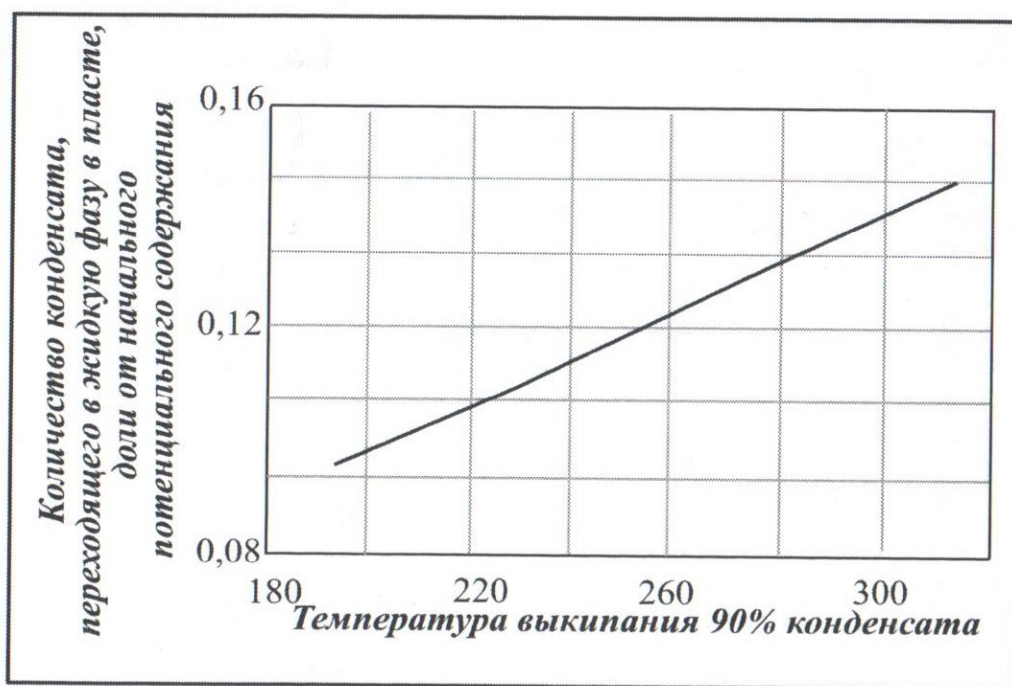


Рисунок 9.3 Зависимость отношения пластовых потерь конденсата к его начальному содержанию в газе

Задание

3.1 По графику (9.2 и 9.3) определить объем оставшегося в бомбе сырого конденсата ($V_{\text{к.ост}}$) при $P = 0,1$ МПа

3.2; По зависимости 9.18 рассчитать коэффициент извлечения конденсата;

3.3 По зависимостям 9.15 и 9.16 подсчитать извлекаемые запасы стабильного конденсата.

3.3. Результаты расчетов представить в виде таблицы 9.3

Таблица 9.1 Исходные данные к подсчету запасов конденсата

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 1				
CH ₄	81,9	62,2	-	Конденсатогазовый фактор Kg-120 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-85 см ³ ; объем газа дегазации а-9,7 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-47 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k -0,667; объем газа дебутанизованного в контейнере δ -1,5 л; температура сепарации-15 ⁰ С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$ -27447 млн.м ³
C ₂ H ₆	7,6	15,7	0,9	
C ₃ H ₈	2,9	10,5	29,0	
iC ₄ H ₁₀	0,7	1,9	19,3	
nC ₄ H ₁₀	0,8	2,7	39,5	
C _{5+высш.}	2,5	7,0	11,3	
CO ₂	0,9	-	-	
N ₂	2,7	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 2				
CH ₄	85,0	68,7	-	Конденсатогазовый фактор Kg-55 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-85 см ³ ; объем газа дегазации а-9,4 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-32 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρк-0,616; объем газа дебутанизованного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-20 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -55378 млн.м ³
C ₂ H ₆	6,9	10,2	0,5	
C ₃ H ₈	2,1	3,8	30,0	
iC ₄ H ₁₀	0,5	0,9	15,7	
nC ₄ H ₁₀	0,6	1,0	42,0	
C _{5+высш.}	1,0	15,4	11,8	
CO ₂	1,1	-	-	
N ₂	2,8	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав	Содержание (мольная доля, %) в газе			Условия и результаты исследования
--------	-------------------------------------	--	--	-----------------------------------

газа	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	пробы пластового флюида, запасы газа
Вариант 3				
CH ₄	85,3	64,7	-	Конденсатогазовый фактор Kg-55 см ³ /м ³ ; объем контейнера V-85 см ³ ; объем газа дегазации а-9,6 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-32 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k -0,620; объем газа дебутанизированного в контейнере δ -1,5 л; температура сепарации-10 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -18700 млн.м ³
C ₂ H ₆	5,0	17,6	1,2	
C ₃ H ₈	1,7	5,9	27,1	
iC ₄ H ₁₀	0,3	4,0	15,7	
nC ₄ H ₁₀	0,3	4,1	15,7	
C ₅ +высш.	2,1	3,7	43	
CO ₂	1,4	-	-	
N ₂	3,9	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (молярная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 4				
CH ₄	87,7	60,0	-	Конденсатогазовый фактор Kg-50 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-90 см ³ ; объем газа дегазации а-9,6 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-28 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρк-0,635; объем газа дебутанизированного в контейнере
C ₂ H ₆	4,9	21,3	5,8	
C ₃ H ₈	1,9	4,2	10,2	
iC ₄ H ₁₀	0,4	2,6	25,8	
nC ₄ H ₁₀	0,5	2,9	26,3	
C _{5+высш.}	1,0	9,0	31,9	
CO ₂	2,5	-	-	
N ₂	1,1	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (молярная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 5				
CH ₄	94,1	75,4	-	Конденсатогазовый фактор Kg-20 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-85 см ³ ; объем газа дегазации а- 9,8 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-21 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k -0,579; объем газа дебутанизированного в контейнере δ -1,6 л; температура сепарации-20 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -491247 млн.м ³
C ₂ H ₆	2,9	12,6	30,1	
C ₃ H ₈	0,6	5,1	10,2	
iC ₄ H ₁₀	0,2	2,6	5,6	
nC ₄ H ₁₀	0,3	2,6	5,6	
C _{5+высш.}	0,6	1,7	48,5	
CO ₂	0,5	-	-	
N ₂	0,8	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (молярная доля, %) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепараци	дегазаци	дебутанизаци	

	и y_i	и y_{Ai}	и Y_{Bi}	
Вариант 6				
CH ₄	74,56	58,96	-	Конденсатогазовый фактор Kg-350 см ³ /м ³ ; объем контейнера V-85 см ³ ; объем газа дегазации а- 8,5 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-59 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k -0,728; объем газа дебутанизированного в контейнере δ -1,8 л; температура сепарации-25°C; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -1790 млн.м ³
C ₂ H ₆	10,52	12,36	12,11	
C ₃ H ₈	2,53	10,68	12,36	
iC ₄ H ₁₀	0,46	1,23	14,59	
nC ₄ H ₁₀	0,85	1,32	15,27	
C ₅ +высш.	5,25	15,45	45,67	
CO ₂	3,11	-	-	
N ₂	2,72	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 7				
CH ₄	79,48	62,45	-	Конденсатогазовый фактор Kg-70 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-85 см ³ ; объем газа дегазации а-9,5 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-40 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρк-0,683; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-20 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -936 млн.м ³
C ₂ H ₆	9,74	19,60	7,64	
C ₃ H ₈	2,01	7,89	14,25	
iC ₄ H ₁₀	0,22	3,25	25,69	
nC ₄ H ₁₀	0,45	4,08	27,00	
C ₅ +высш.	1,57	2,73	25,42	
CO ₂	4,84	-	-	
N ₂	1,69	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 8				
CH ₄	69,0	58,9	-	Конденсатогазовый фактор Kg-742 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-90 см ³ ; объем газа дегазации а-8,2 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-69 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρк-0,768; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-15 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -5572 млн.м ³
C ₂ H ₆	11,0	15,0	12,3	
C ₃ H ₈	3,9	5,1	16,8	
iC ₄ H ₁₀	0,6	0,8	20,1	
nC ₄ H ₁₀	0,9	0,5	18,7	
C _{5+высш.}	9,2	19,7	32,1	
CO ₂	2,2	-	-	
N ₂	3,2	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы
	сепараци	дегазаци	дебутанизаци	

	и y_i	и y_{Ai}	и Y_{Bi}	газа
Вариант 9				
CH ₄	77,5	70,0	-	Конденсатогазовый фактор Kg-190 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-95 см ³ ; объем газа дегазации а-8,1 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-57 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k -0,719; объем газа дебутанизированного в контейнере δ -1,7 л; температура сепарации-10 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -1328 млн.м ³
C ₂ H ₆	10,3	12,3	14,3	
C ₃ H ₈	2,6	4,5	17,7	
iC ₄ H ₁₀	0,9	7,4	21,3	
nC ₄ H ₁₀				
C ₅ +высш.	3,2	5,8	46,7	
CO ₂	1,4	-	-	
N ₂	4,1	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 10				
CH ₄	75,80	54,60	-	Конденсатогазовый фактор Kg-420 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-90 см ³ ; объем газа дегазации а-8,7 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-62 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρ_k -0,699; объем газа дебутанизированного в контейнере δ -1,5 л; температура сепарации-25 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -2161 млн.м ³
C ₂ H ₆	9,54	14,33	17,21	
C ₃ H ₈	3,37	12,61	13,25	
iC ₄ H ₁₀	0,51	7,03	27,40	
nC ₄ H ₁₀	0,96	8,07	26,00	
C ₅ +высш.	3,60	3,36	16,14	
CO ₂	4,35	-	-	
N ₂	1,87	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепараци и y_i	дегазаци и y_{Ai}	дебутанизаци и Y_{Bi}	
Вариант 11				
CH ₄	77,16	65,01	-	Конденсатогазовый фактор Kg-142 см ³ /м ³ ;объем контейнера V-85 см ³ ; объем газа дегазации а-8,7 л; содержание жидких УВ в стабильном конденсате b-52,5 см ³ ; относительная плотность стабильного конденсата ρк-0,664; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,25 л; температура сепарации-15 ⁰ С; начальные геологические запасы газа V _{г.о.} -1423 млн.м ³
C ₂ H ₆	8,95	10,12	25,96	
C ₃ H ₈	3,22	5,63	27,14	
iC ₄ H ₁₀	0,80	4,95	14,5	
nC ₄ H ₁₀	0,53	5,10	16,31	
C _{5+высш.}	1,98	9,19	16,09	
CO ₂	3,19	-	-	
N ₂	4,17	-	-	
H ₂ S	-	-	-	

Таблица 9.2 - Исходные данные для расчета состава пластового газа газоконденсатной залежи при одноступенчатой сепарации

Номер варианта	M _к
1	8
1	98
2	98
3	98
4	98
5	98
6	98
7	98
8	98
9	98
10	98
11	98

Таблица 9.3 – Исходные данные и результаты расчетов состава пластового газа газоконденсатной залежи

Компоненты	Содержание компонентов в смеси								
	Газ сепарации		Газ дегазации		Газ дебутанизации		Жидкие УВ (C _{5+высшие}) в дебутанизованном конденсате	Пластовый газ	
	X _{Li} , г-моль	Y _{Li} , % мол.	X _{Ai} , г-моль	Y _{Ai} , % мол.	X _{Bi} , г-моль	Y _{Bi} , % мол.	X _{Bi} , г-моль	X _i = X _{Li} + X _{Ai} + X _{Bi} + X _В , г-моль	% мол.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH ₄									
C ₂ H ₆									
C ₃ H ₈									
iC ₄ H ₁₀									
nC ₄ H ₁₀									
C _{5+высшие}								$Y_i = \frac{X_i}{\sum X_i} \cdot 100,$	
H ₂ S									
CO ₂									
Сумма	1000	100		100		100			100

Вопросы для защиты работы:

1. Какие замеры и в каких скважинах необходимо произвести для определения состава пластового газа?

2. Приведите схему исследования пластовой газоконденсатной системы и охарактеризуйте компоненты каждой стадии
3. Каким образом определяется общее содержание стабильного конденсата в составе пластового газа (в грамм-молях)?
4. Приведите расчетные формулы для определения количества газа (в грамм-молях), при дегазации и при дебутанизации.
5. По какой формуле определяется количество (в грамм-молях) пентанов и вышекипящих углеводородов, содержащихся в сыром конденсате? Охарактеризуйте данные величины.
6. Каким образом определяется число грамм-молей отдельных компонентов пластового газа?
7. Приведите формулу для расчета начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе. Охарактеризуйте данные величины.
8. По какой формуле рассчитываются начальные балансовые запасы стабильного конденсата. Приведите единицы измерения каждого из параметров.
9. Что представляет собой коэффициент извлечения конденсата? Какова его расчетная формула? От чего зависят способы определения коэффициента извлечения конденсата?
10. По каким величинам строится кривая дифференциальной конденсации (пластовых потерь конденсата) при снижении давления от начального пластового до стандартного?

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА И ИНТЕРНЕТ-РЕСУРСЫ

1. Андреев В.А. и др. Практикум по подсчету запасов нефти и растворённого газа/ В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианесян, С.В. Сикорская; Южный федеральный университет. Ростов-на-Дону, 2014.-88 с.
2. Андреев В.А. и др. Практикум по подсчету запасов свободного газа и газоконденсата/ В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианесян, С.В. Сикорская; Южный федеральный университет. Ростов-на-Дону, 2014.-48 с.

3. Брагин, Ю. И. Нефтегазопромысловая геология: статическое геологическое моделирование залежей углеводородов: учебное пособие для вузов / Ю. И. Брагин, Г. П. Кузнецова. - Москва : Недра, 2013. - 109 с. : ил., табл., - ISBN 978-5-8365-0407-6.

4. Гутман, И. С. Методы подсчета запасов нефти и газа : учебник для вузов / И. С. Гутман. – М. : Недра, 1985. – 223 с.

5. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов : справочник / под ред. В. В. Стасенкова, И. С. Гутмана. - М. : Недра, 1989. - 270 с. - Библиогр.: с. 262-263. - Предм. указ.: с. 264-267. - ISBN 5-247-00646-1

6. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа : учеб. пособие / М. А. Жданов. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - М. : Недра, 1981. - 453 с. : ил. - Библиогр. с. 452

7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом /В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко и др. ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 261 с.

Интернет-ресурсы:

1. [http:// biblioclub.ru](http://biblioclub.ru) – Университетская библиотека онлайн;
2. <http://e.lanbook.com> – Издательство «Лань»;
3. <http://elibrary.ru> – Научная электронная библиотека;
4. <http://www.rsl.ru> – Российская государственная библиотека.
5. www.consultant.ru – КонсультантПлюс

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания
по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине
**ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И
ГАЗА**

Специальность
Специализация

21.05.02 Прикладная геология
Геология месторождений нефти и газа

Методические рекомендации предназначены для студентов специальности 21.05.02
Прикладная геология

Цель методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин образовательной программы (далее ОП).
2. Создания в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, ее назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. Требования к условиям реализации ОП:

- требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим ФГОС ВО;

- в программу бакалавриата входит «Дисциплины (модули)», который включает дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы и дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений. Дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы бакалавриата, являются обязательными для освоения обучающимся вне зависимости от направленности (профиля) программы бакалавриата, которую он осваивает. Набор дисциплин (модулей), относящихся к обязательной части программы бакалавриата, вуз определяет самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. Дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений определяют направленность (профиль) программы бакалавриата. Набор дисциплин (модулей), относящихся к части, формируемой участниками образовательных отношений, определяет вуз самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. После выбора обучающимся направленности (профиля) программы, набор соответствующих дисциплин (модулей) становится обязательным для освоения обучающимся;

- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Помещения для самостоятельной работы обучающихся должны быть оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и обеспечением доступа в электронную информационно-образовательную среду организации. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем дисциплинам и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане,

- в рабочих программах учебных дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

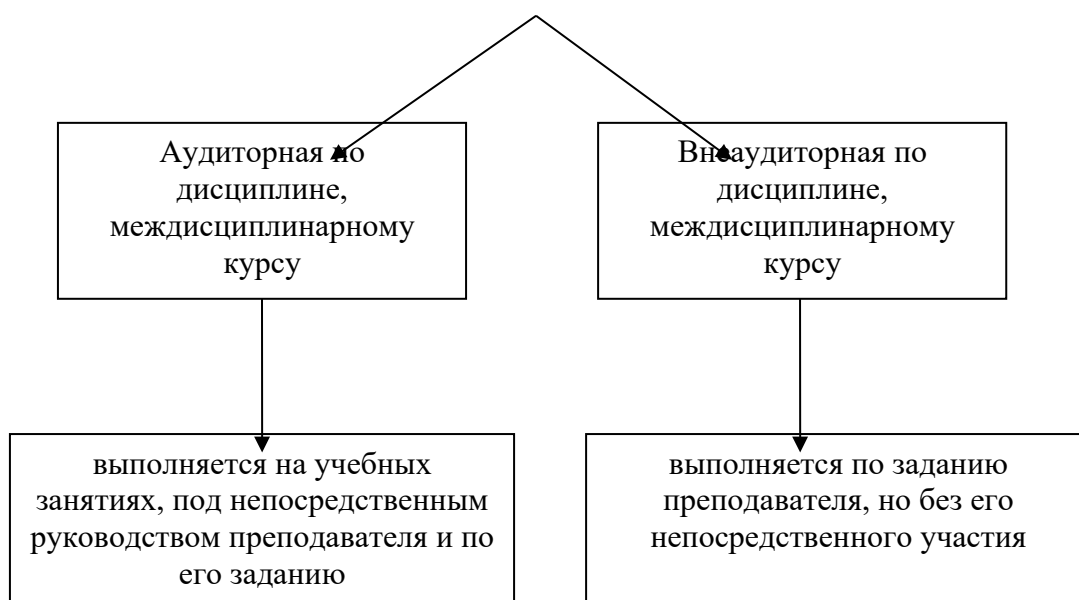
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Внеаудиторная самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

В учебном процессе образовательного учреждения выделяются два вида самостоятельной работы:



3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет-конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;

- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям;
2. Подготовка к практическим занятиям;
- 3 Самостоятельное изучение учебной литературы.

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев В.А. и др. Практикум по подсчету запасов нефти и растворённого газа/ В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианесян, С.В. Сикорская; Южный федеральный университет. Ростов-на-Дону, 2014.-88 с.
2. Андреев В.А. и др. Практикум по подсчету запасов свободного газа и газоконденсата/ В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианесян, С.В. Сикорская; Южный федеральный университет. Ростов-на-Дону, 2014.-48 с.
3. Брагин, Ю. И. Нефтегазопромысловая геология: статическое геологическое моделирование залежей углеводородов: учебное пособие для вузов / Ю. И. Брагин, Г. П. Кузнецова. - Москва : Недра, 2013. - 109 с. : ил., табл., - ISBN 978-5-8365-0407-6.
4. Гутман, И. С. Методы подсчета запасов нефти и газа : учебник для вузов / И. С. Гутман. – М. : Недра, 1985. – 223 с.
5. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов : справочник / под ред. В. В. Стасенкова, И. С. Гутмана. - М. : Недра, 1989. - 270 с. - Библиогр.: с. 262-263. - Предм. указ.: с. 264-267. - ISBN 5-247-00646-1

6. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа : учеб. пособие / М. А. Жданов. - Изд. 2-е, перераб. и доп. - М. : Недра, 1981. - 453 с. : ил. - Библиогр. с. 452

7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом /В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко и др. ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 261 с.

Интернет-ресурсы:

1. [http:// biblioclub.ru](http://biblioclub.ru) – Университетская библиотека онлайн;
2. <http://e.lanbook.com> – Издательство «Лань»;
3. <http://elibrary.ru> – Научная электронная библиотека;
4. <http://www.rsl.ru> – Российская государственная библиотека.
5. www.consultant.ru – КонсультантПлюс