МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Еремина Н.В.

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

(ЭЛЕКТРОННЫЙ ДОКУМЕНТ)

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ
(лабораторный практикум)

Ставрополь, 2020

ПРЕДИСЛОВИЕ

Основной целью освоения дисциплины Б.1.Б. 34 «Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа» является формирование компетенций будущего специалиста в области обучения, воспитания и развития, соответствующих целям ОП 21.05.02 Прикладная геология.

Целью освоения дисциплины является ознакомление студентов с современными методами и приемами, используемыми в практике подсчета запасов и оценки ресурсов УВ и содержащихся в них компонентов, что позволяет выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования.

Задачи изучения дисциплины следующие:

- обоснование категорий и групп запасов и ресурсов углеводородов;
- определение параметров для подсчета запасов различными методами;
- обоснование методов оценки ресурсов нефти и газа; подсчет запасов и оценка ресурсов попутных компонентов.

Компетенции обучающегося, формируемые в результате освоения дисциплины

№ п/п	Содержание компетенции	Шифр
Профессиональные компетенции		***ПК-(№)***
1.	Готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата	ПСК-3.5

Владение дисциплиной позволяет производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие …….	
Лабораторная работа 1. Определение среднего значения открытой пористости продуктивного пласта……..……	
Лабораторная работа 2. Определение среднего значения коэффициента проницаемости и нефтенасыщенности продуктивного пласта .…….....	
Лабораторная работа 3. Определение положения водонефтяного контакта (ВНК) в скважине, абсолютной среднеквадратической ошибки установления положения ВНК в отдельной скважине……	
Лабораторная работа 4. Определение среднего значения эффективной нефтенасыщенной толщины и площади залежи, их абсолютных и относительных ошибок……	
Лабораторная работа 5. Определение объемного коэффициента нефти……..	
Лабораторная работа 6. Определение коэффициента извлечения нефти при водонапорном режиме по методике ВНИИНЕФТИ …….	
Лабораторная работа 7. Подсчет запасов нефти и растворенного газа объемным методом ……	
Лабораторная работа 8. Подсчет запасов свободного газа по падению пластового давления……	
Практическое занятие 1 «Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов»: Основные классификационные признаки месторождений (залежей) нефти и газа по размерам запасов, и сложности геологического строения, по начальному фазовому состоянию и составу основных углеводородных соединений, по рабочим дебитам скважин; Понятие запасов и ресурсов. Основные и попутные полезные ископаемые, попутные полезные компоненты.	
Практическое занятие 2 Условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории А.	
Практическое занятие 3 Условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории В1 и В2	
Практическое занятие 4 Условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории C_1 и C_2	
Практическое занятие 5 Условия отнесения ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности и обоснованности к категориям D_0 и $D_л$	
Практическое занятие 6 Условия отнесения ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности и обоснованности к категориям D_1 и D_2.	
Практическое занятие 7 Требования к изученности месторождений и объектов, подготовленных к глубокому бурению (для оценки ресурсов категории D_0	
Практическое занятие 8 Требования к изученности месторождений и объектов для запасов нефти и газа категории С2, С1.	
Практическое занятие 9 Требования к изученности месторождений и объектов для запасов нефти и газа категории В2, В1, А.	
Практическое занятие 10 Требования к подсчету и учету начальных и текущих запасов, оценке ресурсов нефти, газа, и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов	
Практическое занятие 11 Подготовленность разведанных месторождений к промышленному освоению	

Практическое занятие 12. Подсчет геологических и извлекаемых запасов конденсата.	
Практическое занятие 13. Подсчет запасов нефти графо-аналитическим способом метода материального баланса	
Практическое занятие 14. Подсчёт извлекаемых запасов нефти при упругом режиме по падению пластового давления.	
Практическое занятие 15. Подсчет потенциальных и остаточных извлекаемых запасов нефти сильно обводненных залежей	
Практическое занятие 16. Построение характеристик вытеснения методом Г.С. Камбарова	
Практическое занятие 17 Построение характеристик вытеснения методами Абызбаева Н.И. и С.Н.Назарова, Н.В.Сипачева.	
Список литературы	

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 1

Определение среднего значения открытой пористости продуктивного пласта

Цель: Освоение методов определения среднего значения открытой пористости. Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5, т.е. научить студентов производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата.

Теоретическая часть. *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 значение 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 наблюденной 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).

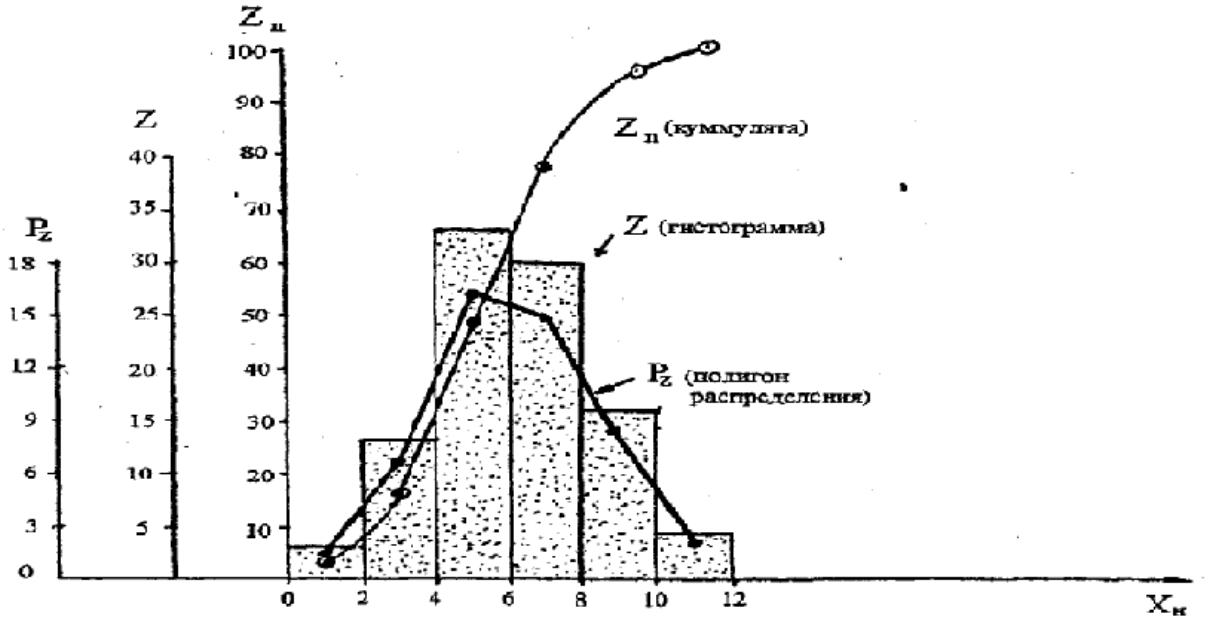


Рисунок 1.1 Образец построения гистограммы, полигона и куммуляты распределения

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.

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.



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

Таблица 1.1. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 1.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 1					Нижнемеловая залежь нефти							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	18,4; 8,8; 5,5; 16,6; 15,1; 2,0;	580	–	–	песчаники среднезернистые	0,870	0,965	–	0,180	98,5	57	1350
2	8,7; 15,9;	330	–1089 ÷ –1092	н + в								
3	12,0; 13,8; 13,1; 12,4; 8,3; 11,3;	456	–	–								
4	19,8; 16,2; 4,4; 14,5; 14,8; 20,0;	371	–	–								
7	11,8; 13,9; 9,4; 17,3; 20,8; 13,3;	620	–1085 ÷ –1088 –1091 ÷ –1094	нефть вода								
8	13,0; 13,5; 13,2;	480	–	–								
9	10,8; 17,1; 22,0; 16,4;	311	–1086 ÷ –1089 –1091 ÷ –1095	нефть вода								
14	15,9; 15,4; 16,6; 17,2;	285	–	–								
18	11,8; 5,6; 14,1; 16,4;	388	–1084 ÷ –1087 –1092 ÷ –1096	нефть вода								
24	15,4; 19,3; 20,0; 13,7;	276	–	–								

Вариант 2
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.

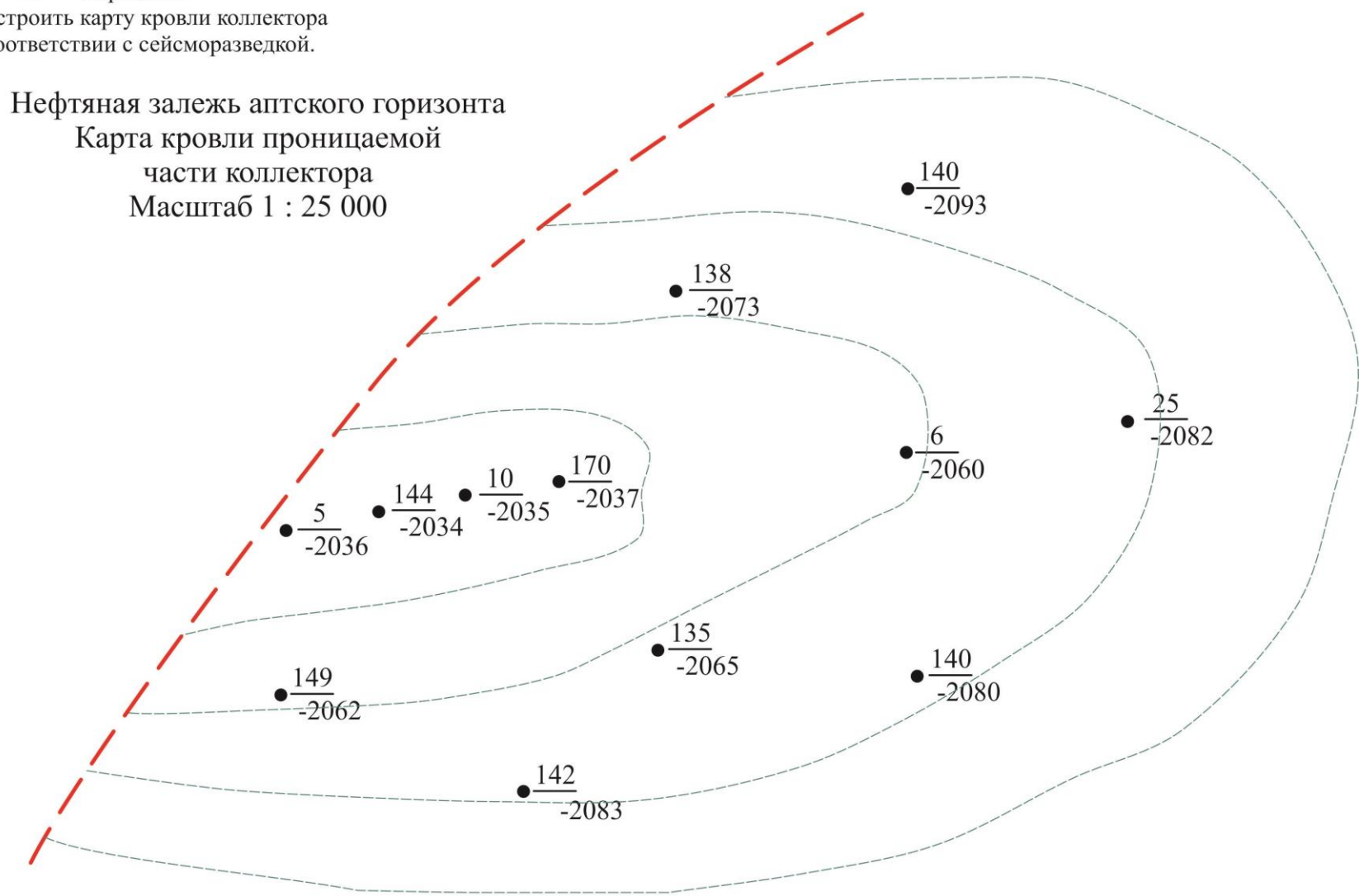


Рисунок 1.3 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь аптского горизонта

Таблица 1.2. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 2.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 2					Нефтяная залежь аптского горизонта							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
5	23,1; 20,8;	450	–2097 ÷ –2099 –2101 ÷ –2104	нефть вода	алевролиты	0,835	0,815	-	0,211	99	125	2320
6	17,3; 22,5; 21,6; 24,9;	890	–2098 ÷ –2099 –2103 ÷ –2105	нефть вода								
10	19,4; 21,2; 20,7; 25,4;	735	–	–								
25	20,7; 23,2; 24,8; 19,1;	611	–	–								
135	17,8; 22,7; 21,3; 20,0;	670	–	–								
138	19,6; 21,1; 19,5; 25,8;	530	–	–								
139	21,5; 18,3; 22,3;	413	–	–								
140	20,6; 18,0; 23,9; 22,2;	201	–2098 ÷ –2102 –2103 ÷ –2105	н + в вода								
142	22,1; 21,8; 20,6; 21,6;	170	–	–								
144	16,3; 22,8; 21,7; 20,1; 24,8; 22,6;	482	–	–								
149	21,3; 23,7;	680	–2096 ÷ –2097 –2098 ÷ –2101	нефть н + в								
170	19,9; 22,4; 21,1; 24,2;	214	–	–								

Вариант 3

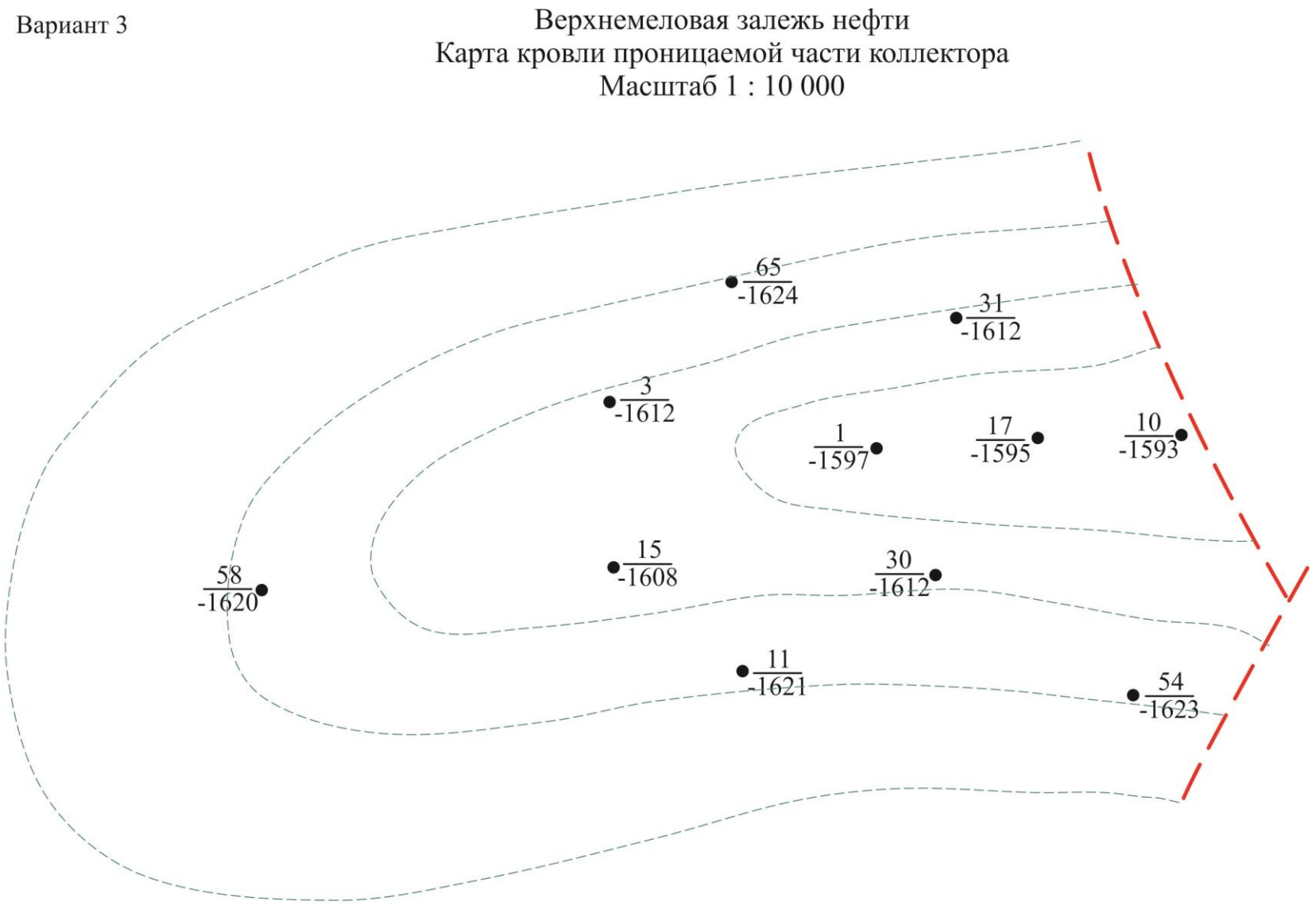


Рисунок 1.4 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Верхнемеловая залежь нефти

Таблица 1.3. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 3.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 3					Верхнемеловая залежь нефти							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	2,99; 2,09; 1,58; 2,37;	730	–	–	известняки	0,890	0,467	–	0,220	98	80	1830
3	2,26; 2,76; 2,53; 1,61; 2,11; 1,98;	410	–1625 ÷ –1628 –1631 ÷ –1634	нефть вода								
10	2,69; 1,20;	280	–	–								
11	2,67; 1,89; 2,21; 1,35; 2,48; 2,91;	640	–	–								
15	2,26; 1,78; 2,07; 1,46;	811	–1628 ÷ –1632 –1634 ÷ –1636	н + в вода								
17	2,38; 1,73; 2,43; 1,86;	170	–1625 ÷ –1627 –1629 ÷ –1631	нефть н + в								
30	1,95; 1,55; 2,48; 2,05; 1,69; 2,67;	886	–									
31	2,03; 1,84; 2,85; 2,42;	435	–	–								
54	1,91; 2,18; 2,32; 1,67; 2,59; 2,14;	360	–1628 ÷ –1629 –1631 ÷ –1633	нефть вода								
58	2,78; 2,29; 2,64; 1,87;	193	–1632 ÷ –1635	вода								
65	2,15; 2,36; 2,18	235	–	–								

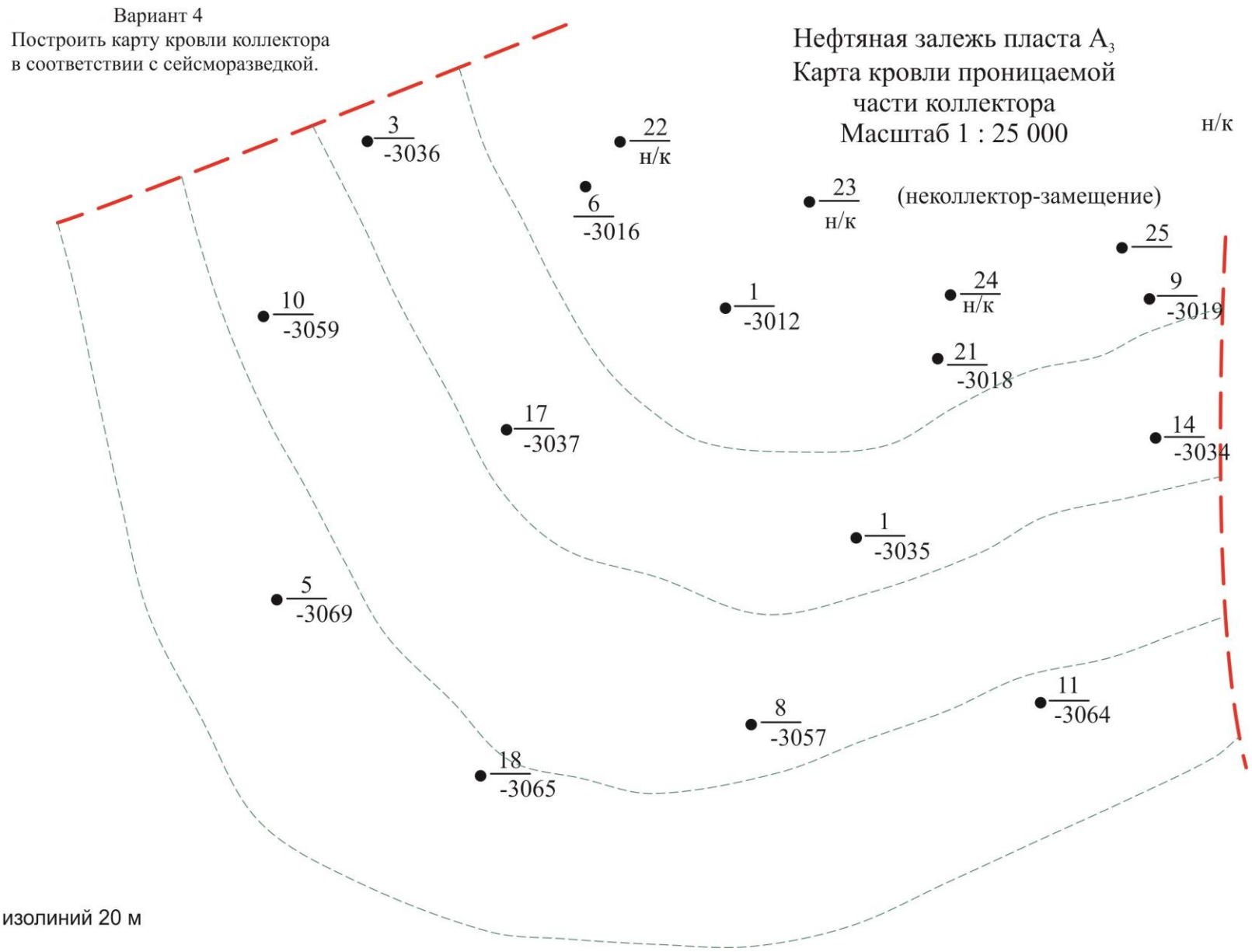


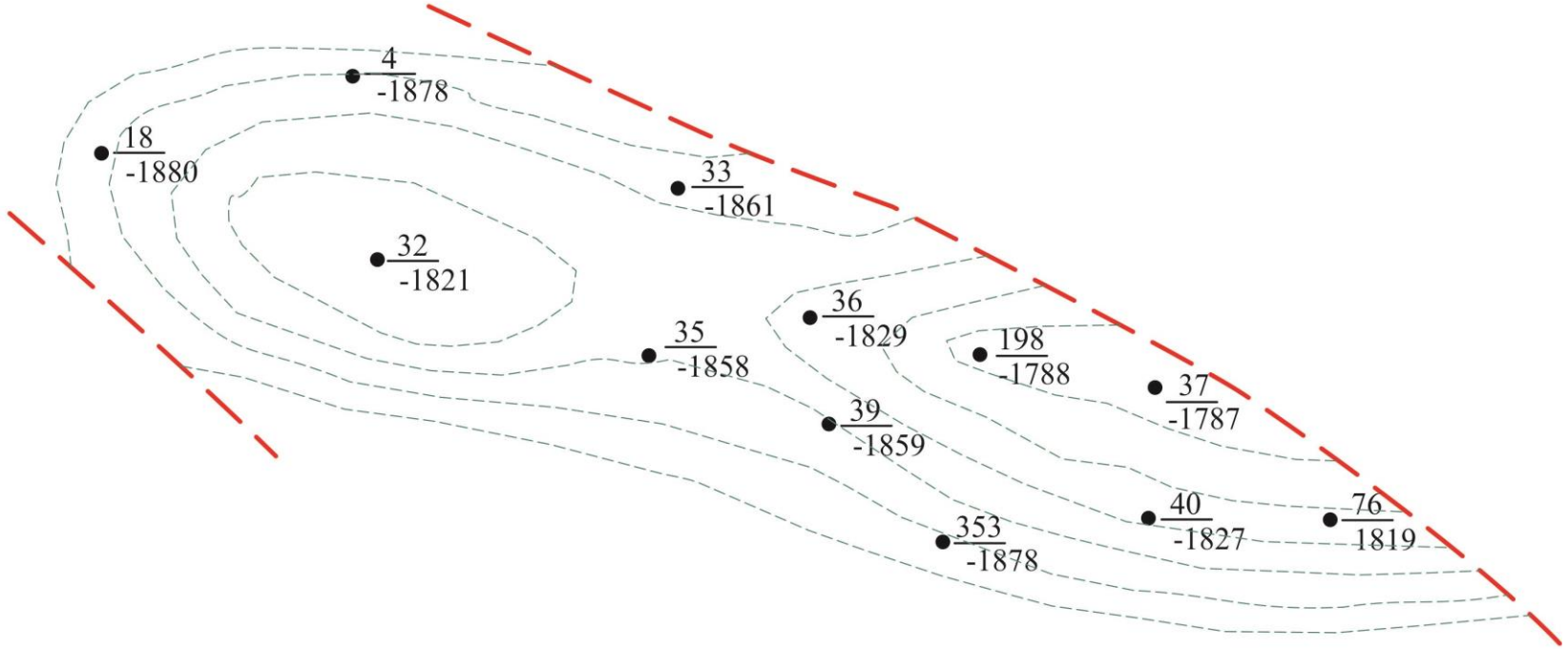
Рисунок 1.5 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь пласта A_3

Таблица 1.4. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 4.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 4					Нефтяная залежь пласта $А_3$							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	23,6; 22,2; 23,6; 14,3; 20,5; 22,3;	317	–	–	песчаники мелкозернистые	0,826	0,322	–	0,263	98,5	131	2435
3	19,9; 29,9; 18,9; 27,0;	221	–	–								
4	25,1; 14,8;	450	–	–								
5	23,4; 22,6; 19,2; 16,6; 18,2; 21,8;	716	–	–								
6	27,1; 15,9; 18,8; 26,1;	330	–2377 ÷ –2379 –2381 ÷ –2383	нефть вода								
8	18,2; 14,0;	219	–2379 ÷ –2381 –2383 ÷ –2385	н + в вода								
9	16,1; 20,0; 23,8; 16,9;	168	–	–								
10	20,0; 15,0; 21,1; 27,5; 24,3; 26,0;	780	–	–								
11	22,9; 22,4; 17,5; 20,9;	185	–	–								
14	20,8; 24,4; 27,1; 23,8;	202	–2375 ÷ –2378 –2382 ÷ –2385	нефть вода								
17	22,2; 26,8; 22,2; 23,4;	370	–2370 ÷ –2377 –2380 ÷ –2381	нефть н + в								
18	17,8; 18,6; 24,8; 26,5;	485	–	–								
21	22,6; 22,8; 26,3; 24,1;	616	–	–								

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

Таблица 1.5. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 5.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 5					Нефтяная залежь XIX – XX – XXI пластов							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4	8,2; 10,8; 12,9; 10,7; 12,6; 8,5;	630	–	–	песчаники крупнозернистые	0,870	0,765	–	0,180	98,5	45	2080
18	10,9; 13,2; 10,6; 12,4;	764	–	–								
32	10,5; 12,3;	670	–1894 ÷ –1897	нефть								
33	8,8; 11,0;	535	–	–								
35	13,7; 10,4; 12,2; 12,1;	436	–1898 ÷ –1902 –1903 ÷ –1905	н + в вода								
36	10,3; 8,6; 11,9;	540	–1896 ÷ –1899 –1902 ÷ –1904	нефть вода								
37	13,9; 10,2; 11,0; 13,8;	790	–1896 ÷ –1898 –1901 ÷ –1904	нефть вода								
39	9,1; 11,2; 10,1; 11,8;	630	–	–								
40	9,3; 11,3; 14,5; 9,5;	826	–	–								
76	11,8; 9,4; 11,4; 14,8;	851	–	–								
198	9,9; 11,7;	280	–1898 ÷ –1901	н + в								
353	9,6; 11,5; 9,7; 11,6;	793	–	–								

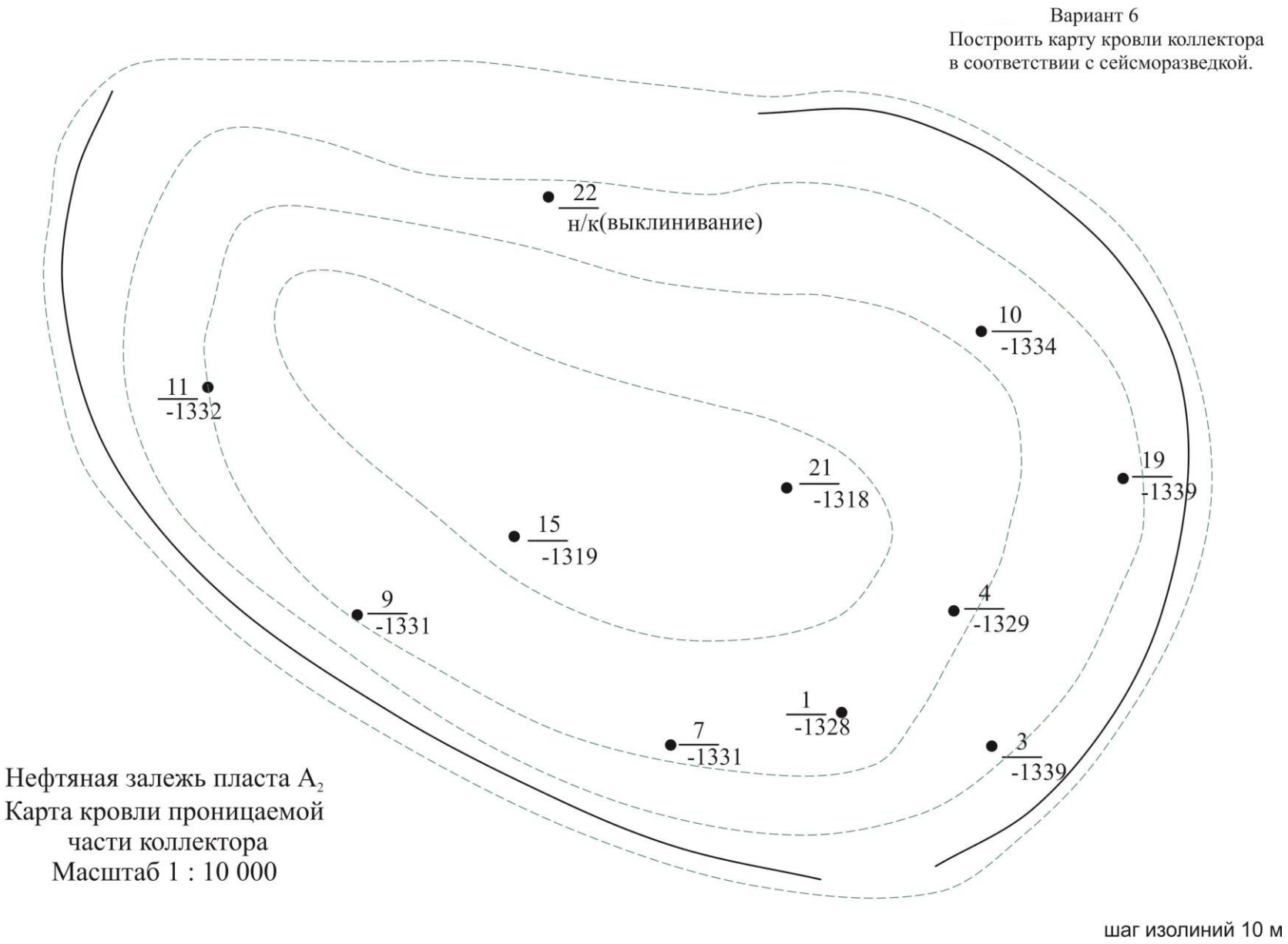


Рисунок 1.7 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь пласта A_2

Таблица 1.6. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 6.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 6					Нефтяная залежь пласта A_2							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	18,4; 14,4; 7,8; 8,8; 16,6; 19,6;	401	–1350 ÷ –1352,5	н + в	песчаники среднезернистые	0,830	0,439	–	0,274	98,5	106	1470
3	7,0; 25,5; 12,1; 12,7;	211	–1344 ÷ –1349 – 1352 ÷ –1354	нефть вода								
4	11,3; 15,9; 10,6; 12,1; 13,8; 13,1;	330	–1350,5 ÷ –1352 –1353 ÷ –1355	н + в вода								
7	12,4; 8,3; 11,3; 20,3;	376	–1348 ÷ –1350 –1352 ÷ –1353,5	нефть вода								
8	16,2; 6,0; 14,5; 14,8; 20,7; 11,8;	497	-	–								
10	13,9; 7,5; 6,0; 17,6;	505	-	–								
11	17,3; 20,8; 19,3; 15,0; 13,5; 15,2;	530	-	–								
15	10,8; 19,3; 22,7; 16,4; 15,9; 15,4;	276	-	–								
19	16,6; 17,2; 13,6; 11,4; 14,1; 16,4;	370	-	–								
20	15,4; 19,3; 20,1; 15,7	485	-	–								

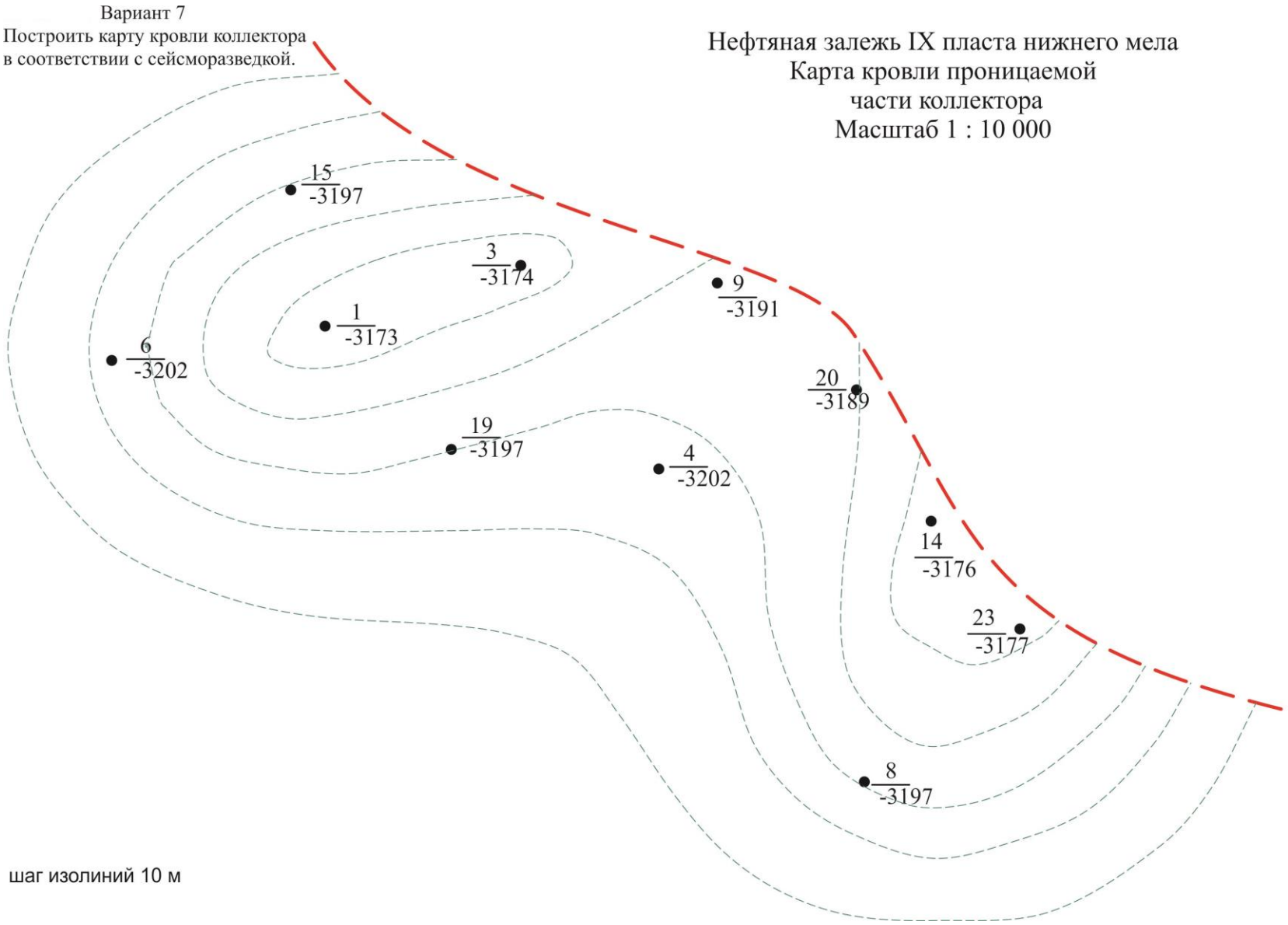


Рисунок 1.8 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь IX пласта нижнего мела

Таблица 1.7. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 7.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 7					Нефтяная залежь IX пласта нижнего мела							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	4,50; 12,9; 18,8; 24,9;	214	-3216÷-3219 -3221÷-3224	нефть вода	алевролиты	0,829	0,618	–	0,214	99,0	180	3560
3	12,7; 18,6; 24,7; 5,8; 13,5; 19,2;	640	-	–								
4	25,6; 12,5; 17,9; 13,6; 7,9; 13,8;	430	-	-								
6	19,7; 25,7; 12,1; 17,5; 23,1; 8,2;	511	-	–								
8	14,2; 20,5; 26,2; 11,9; 17,7; 22,9;	810	-	-								
9	9,3; 14,9; 20,9; 27,1;	580	-3219÷-3222 -3222÷-3225	н + в вода								
14	11,6; 16,9;	414	-3215÷-3218 -3219÷-3222	нефть н + в								
15	22,6; 10,1;	196	-	–								
19	15,5; 21,5; 27,5; 9,5; 16,5; 21,8;	790	-	–								
20	8,5; 14,6;	518	-	–								
23	20,7; 26,8;	223	-3217÷-3219 -3222÷3224	нефть вода								

Вариант 8
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.

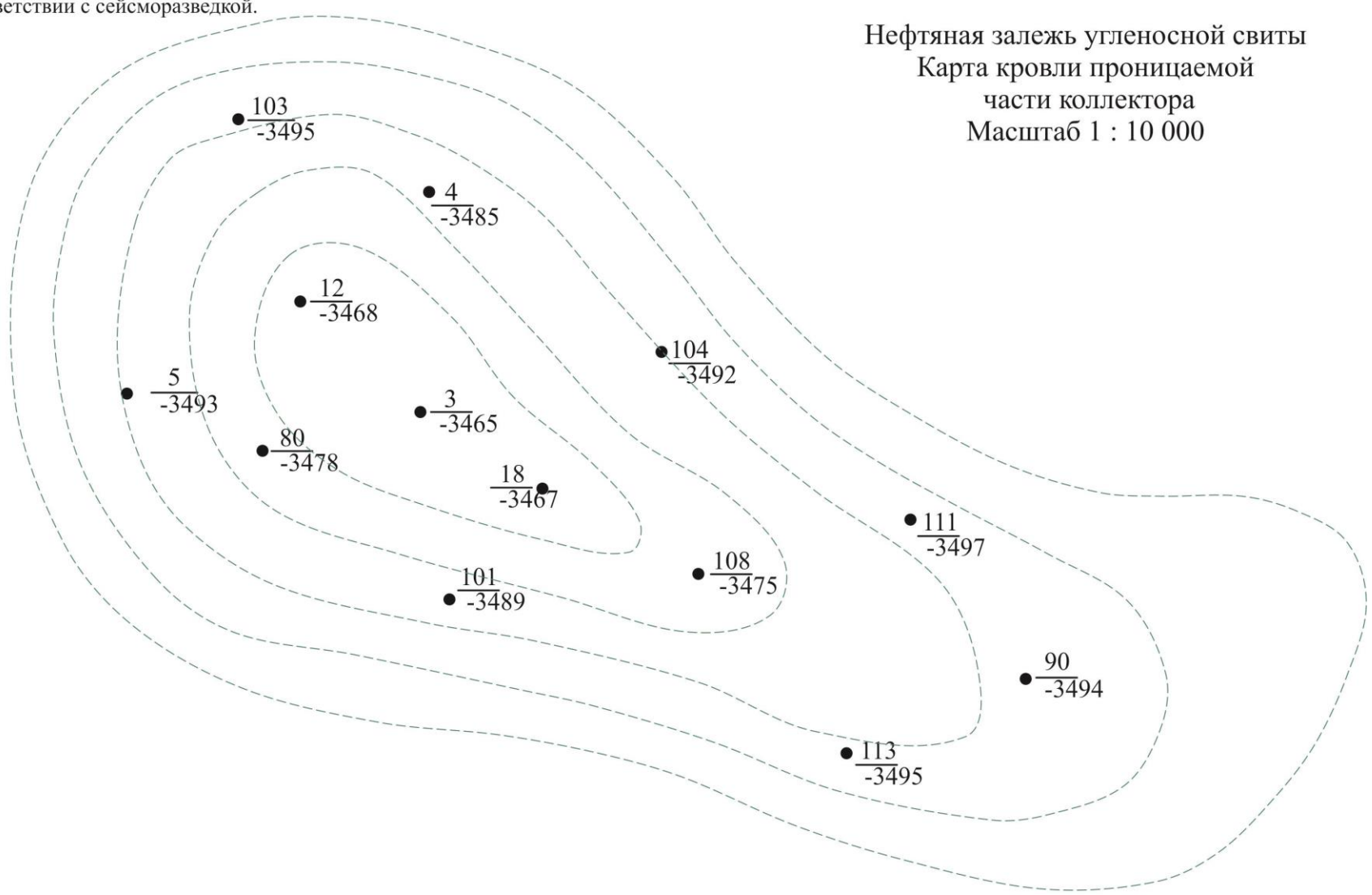


Рисунок 1.9 – Карта кровли проницаемой части коллектора. Нефтяная залежь угленосной свиты

Таблица 1.8. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 8.

№ скважины	Открытая по ристость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 8					Нефтяная залежь угленосной свиты							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3	18,3; 23,5;	100	–	–	песчаники мелкозернистые	0,846	0,243	–	0,176	98,5	160	2760
4	25,6; 23,0; 25,4; 29,6;	168	–2508 ÷ –2511	н + в								
5	18,5; 23,7; 25,0; 22,8;	214	–	–								
12	25,9; 29,3;	250	–2507 ÷ –2509,5 –2510,5 ÷ –2512,5	нефть вода								
18	29,1; 19,8; 23,9; 25,7;	256	–2509 ÷ –2511 –2511 ÷ –2512	н + в вода								
80	22,7; 25,8; 28,5; 20,1; 23,1; 26,1;	390	–	–								
90	25,3; 28,3; 25,5; 20,9; 23,4; 26,4;	413	–	–								
101	22,5; 25,1; 27,9; 20,4;	288	–2503 ÷ –2509,5 –2511 ÷ –2513	нефть вода								
103	22,6; 26,7; 26,5; 24,5;	405	–	–								
104	20,3; 23,8;	395	–	–								
108	26,9; 21,7; 24,9; 27,3; 22,3; 24,8;	380	–	–								
111	27,8; 21,5; 24,0; 27,1; 27,5; 24,2;	418	–	–								
113	21,8; 24,6; 27,4; 24,2;	211	–	–								

Вариант 9
Построить карту кровли коллектора
в соответствии с сейсморазведкой.



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

Таблица 1.9. Исходные данные для выполнения лабораторных работ. Вариант 9.

№ скважины	Открытая пористость (трещиноватость), %	Проницаемость, 10^{-3} (мкм)^2	Результаты опробования скважин		Порода-коллектор	Стандартная плотность нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПА·с	Объемный коэффициент	Вязкость воды в пластовых условиях, мПА·с	Конечная обводненность продукции, %	Газовый фактор, м^3/т	Средняя глубина залежи, м
			Интервал (абсолютные отметки), м	Тип флюида								
Вариант 9					Нижнемеловая залежь нефти							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	17,3; 9,2; 5,9; 17,2; 14,7; 2,9	612	–	–	доломиты	0,900	0,982	–	0,190	99,1	63	1420
2	9,2; 16,3	353	–1121 ÷ –1124	н + в								
3	12,8; 14,4; 13,9; 12,6; 9,1; 11,7	512	–	–								
4	20,4; 17,0; 5,2; 15,1; 15,8; 20,8	411	–	–								
7	12,4; 14,3; 10,2; 17,7; 21,3; 14,0	659	–1117 ÷ –1120 –1123 ÷ –1126	нефть вода								
8	13,6; 14,1; 14,2	562	–	–								
9	11,2; 17,7; 22,3; 16,9	385	–1118 ÷ –1121 –1123 ÷ –1127	нефть вода								
14	16,4; 15,6; 16,9; 17,7	321	–	–								
18	12,3; 6,8; 14,6; 17,0	412	–1116 ÷ –1119 –1124 ÷ –1128	нефть вода								
24	15,0; 20,1; 20,8; 14,3	346	–	–								

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.

Задания.

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 классового 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:

$$\alpha_j = \frac{x_j - x_0}{d}, \tag{1.3}$$

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:

$$V_1' = \frac{\Sigma(f_j * \alpha_j)}{N}. \tag{1.4}$$

11. Вычислить среднее значение открытой пористости:

$$M_x = \overline{K}_{\text{по}} = V_1' * d + x_0. \tag{1.5}$$

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

$$V_2' = \frac{\Sigma(f_j * \alpha_j^{\,2})}{N}, \tag{1.6}$$

$$\sigma^2 = [V_2' - (V_1')^2] * d^2, \tag{1.7}$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2}, \tag{1.8}$$

$$W = \frac{\sigma}{M_x} * 100. \tag{1.9}$$

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

$$E_{K_{no}} = \pm \frac{t * \sigma}{\sqrt{N}}, \quad (1.10)$$

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:

$$E'_{K_{no}} = \frac{E_{K_{no}}}{Mx} * 100. \quad (1.11)$$

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
							Σ+54	Σ159

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

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

$$M_x = K_{\text{по}} = V'_1 * d + x_0 = 0{,}54 * 2 + 5 = 6{,}08\,\%.$$

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):

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

Содержание отчета

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.

Контрольные вопросы

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.

Список литературы, рекомендуемый к использованию по данной теме: [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. Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5, т.е. научить студентов производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата.

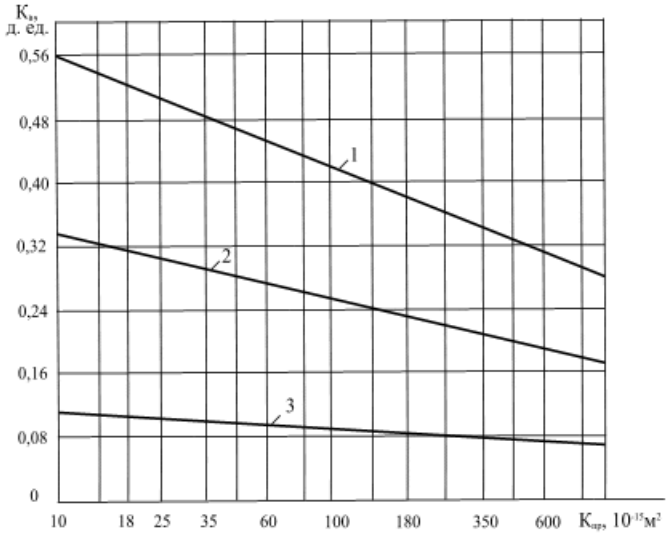
Теоретическая часть. Нефтесодержание породы – коллектора количественно оценивается *коэффициентом нефтенасыщенности*, численно равным отношению объемы открытых пустот, занятых нефтью, к общему объему открытых пустот.

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

$$K_{н(г)} = 1 - K_{в} \ . \qquad (2.1)$$

где $k_в$ 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 раздельно 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.

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 - 1.9)

Указания по технике безопасности. Приведены в лабораторной работе 1.

Задания.

1. Определить величину среднего значения коэффициента проницаемости:

$$M_{K_{np}} = \frac{\sum K_{np_i}}{N}, \tag{2.2}$$

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

2.Определить размах совокупности (выборки):

$$R = K_{np_{\max}} - K_{np_{\min}}, \tag{2.3}$$

где $K_{пр max}$, $K_{пр min}$ – соответственно максимальное и минимальное значения коэффициента проницаемости.

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

Таблица 2.1 – Значение α_Nв 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:

$$\sigma = \pm \frac{R}{\alpha_N}. \tag{2.4}$$

5. Рассчитать коэффициент вариации:

$$W = \frac{\sigma}{M_{K_{np}}} \cdot 100\%. \tag{2.5}$$

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

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

7. Определить генеральное среднее значение коэффициента проницаемости:

$$M_{Г} = M_{K_{пр}} \pm E_{M_{K_{пр}}}, \quad (2.7)$$

и относительную ошибку:

$$E'_{M_{K_{пр}}} = \pm \frac{E_{M_{K_{пр}}}}{M_{K_{пп}}} * 100, \quad (2.8)$$

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

9. Рассчитать коэффициент нефтенасыщенности:

$$K_{н} = 1 - K_{В} \quad (2.9)$$

Содержание отчета

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

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы

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?

Список литературы, рекомендуемый к использованию по данной теме: [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. Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5, т.е. научить студентов производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата.

Теоретическая часть. 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.

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 ($E_{z\ внк}$) рассчитывается по формуле:

$$E_{z\ внк} = \pm\sqrt{E_1^2 + E_2^2 + E_3^2 + E_{от}^2} \qquad (3.1)$$

где E_1 – среднеквадратическая ошибка отбивки устья, м; E_2 – среднеквадратическая ошибка промера каротажного кабеля, м; E_3 – среднеквадратическая ошибка учета кривизны скважины, м; $E_{кр}$ – 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 ($E_{z\ внк}$) рассчитывается по формуле:

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

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 $E_{кр}$, 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:

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

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).

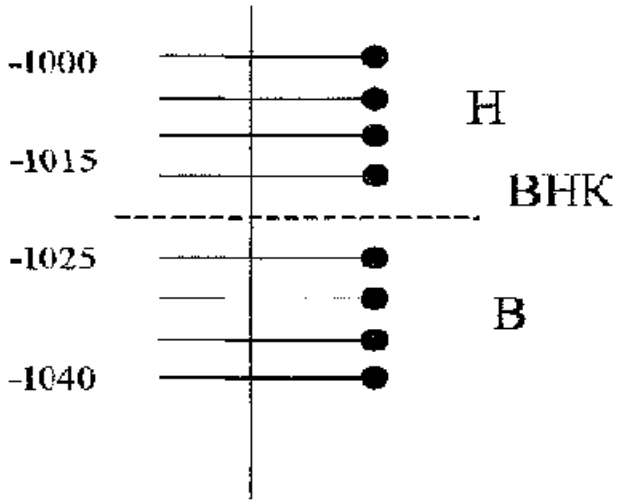


Рисунок 3.1. Схема определения величины d в случае, если в одном интервале получена чистая нефть, во втором – вода

$$H_{а\ внк}=\frac{[H_{в\min}]+[H_{н\max}]}{2} \qquad (3.3)$$

$$H_{а\ внк}=\frac{минус1025+минус1015}{2}=минус1020\ м.$$

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

$$[d]=[1025–1015]^2=100\ м.$$

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)

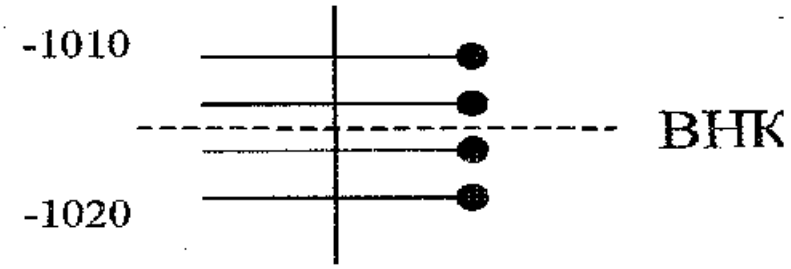


Рисунок 3.2. Схема определения величины d в случае, если в из интервала получена нефть с водой

$$H_{а\ внк}=\frac{[H_{нв\ min}]+[H_{нв\ max}]}{2} \qquad (3.5)$$

$$H_{а\ внк}=\frac{минус1010+минус1020}{2}=минус1015$$

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

$$[d]=[1020-1010+2]^2=144\ м.$$

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 - 1.9)

Указания по технике безопасности. Приведены в лабораторной работе 1.

Задания.

1. По исходным данным составить схему опробования скважин и обоснования контакта нефть-вода;

2. Рассчитать предельные отметки возможного положения ВНК ($H_{а\ внк}$) 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

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

Контрольные вопросы

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 ($E_{z\ внк}$)?
7. Каким образом определяется отметка ВНК для всей залежи?

Список литературы, рекомендуемый к использованию по данной теме: [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. Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5, т.е. научить студентов производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата.

Теоретическая часть. 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.

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

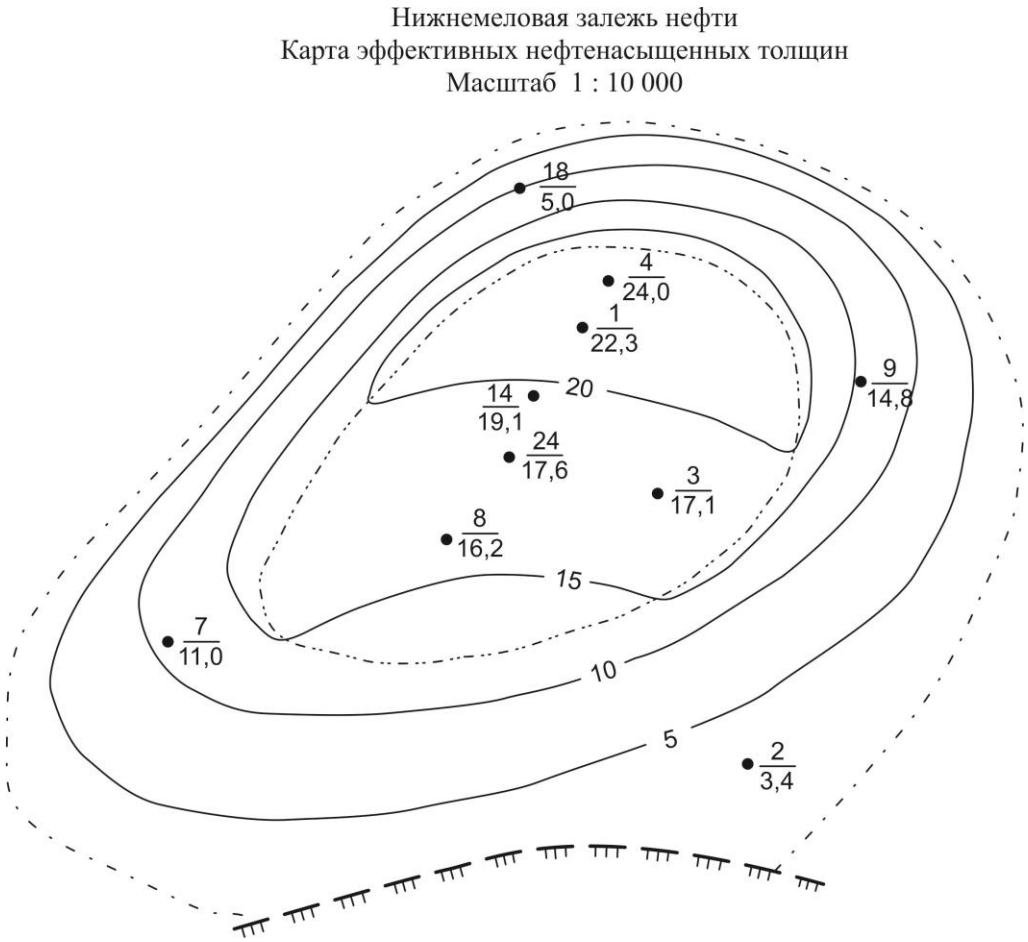


Рисунок 4.1 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нижнемеловая залежь нефти

Вариант 2

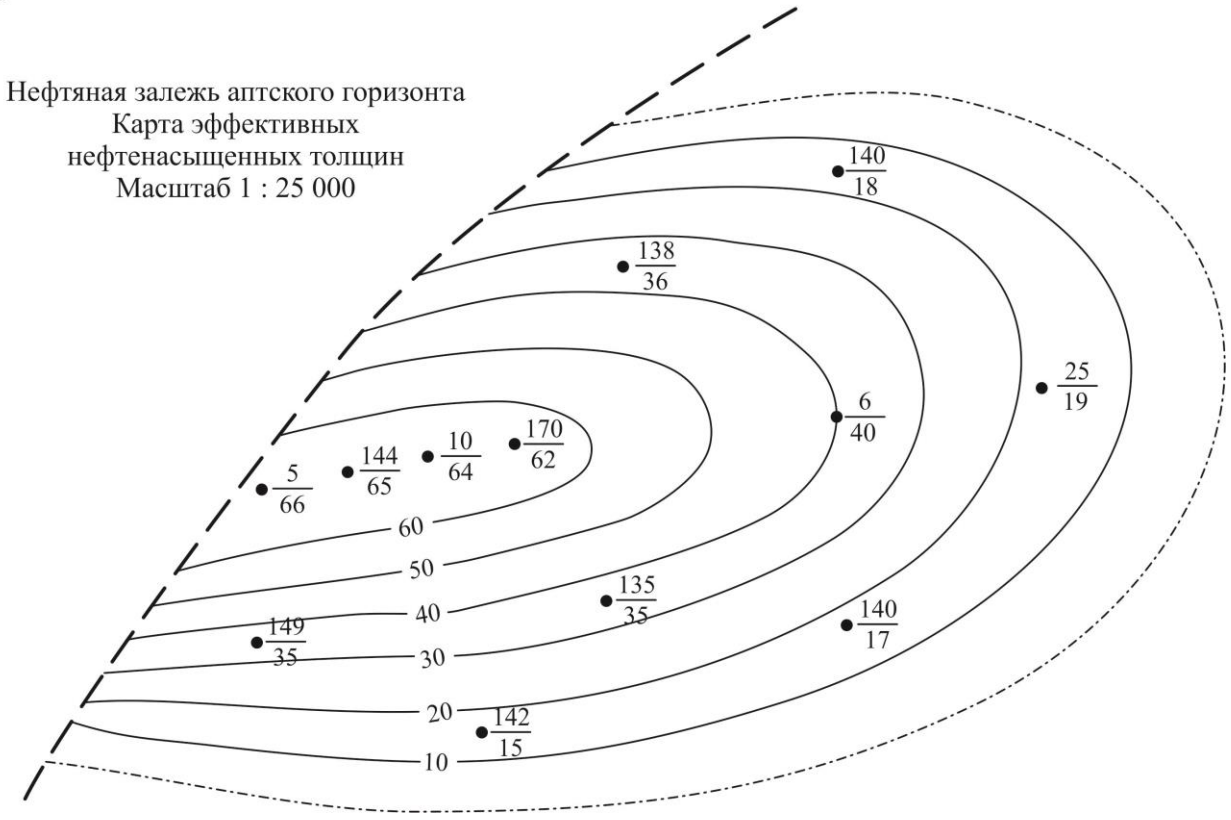


Рисунок 4.2 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь аптского горизонта

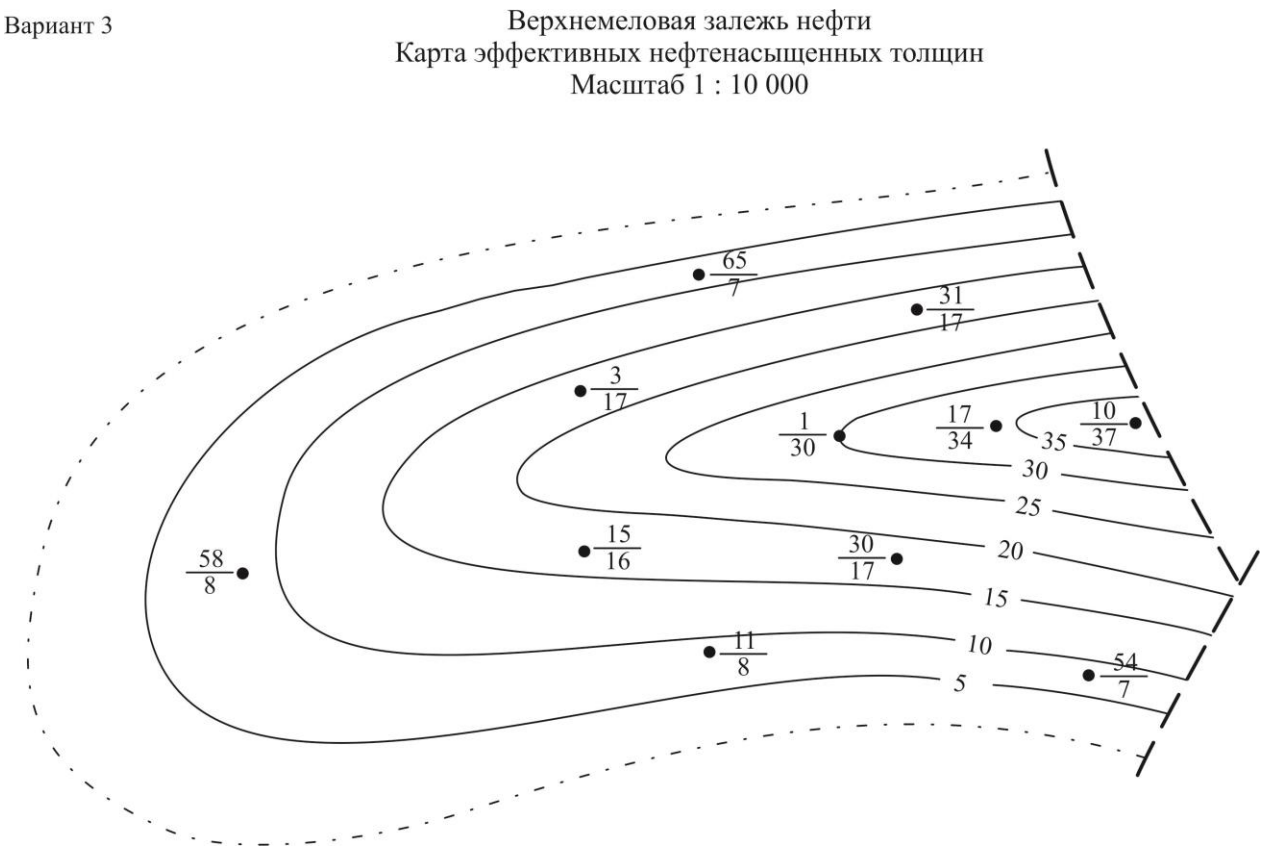


Рисунок 4.3 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Верхнемеловая залежь нефти

Вариант 4

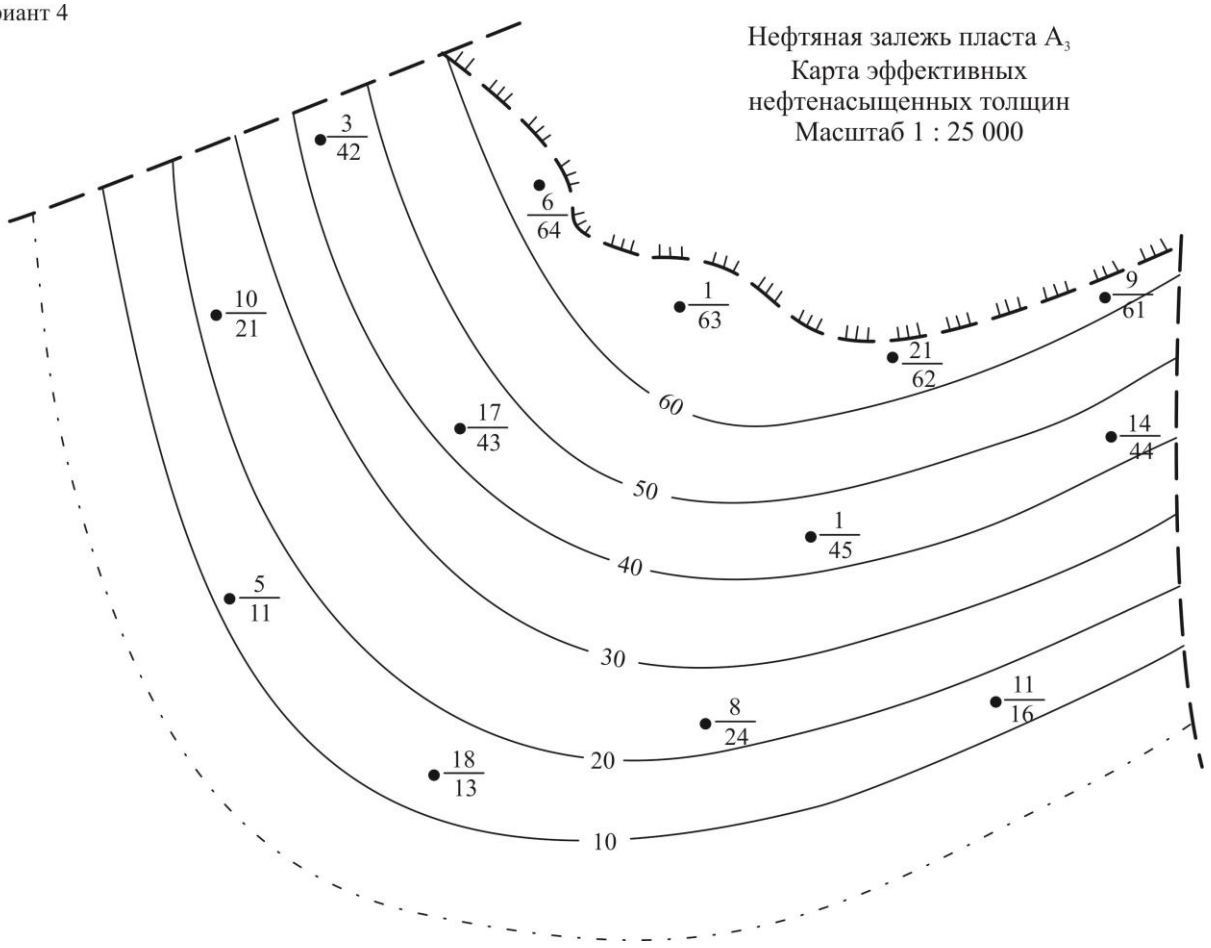


Рисунок 4.4 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь пласта A_3

Вариант 5

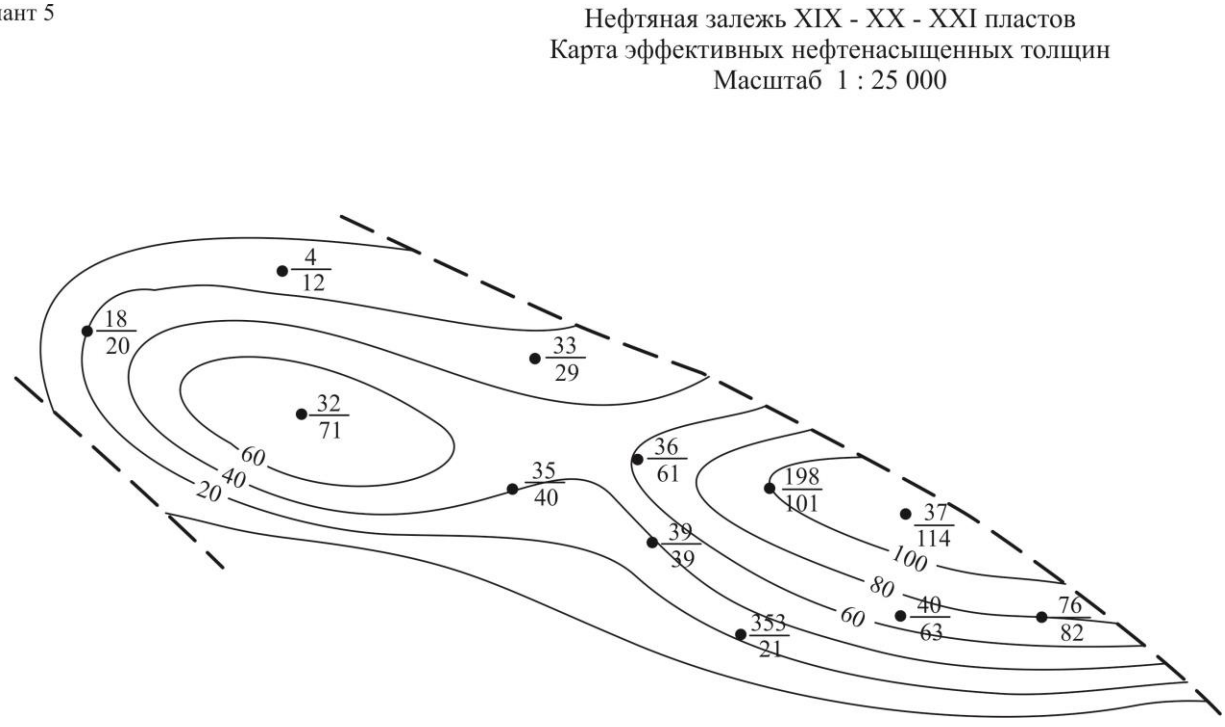


Рисунок 4.5 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь XIX-XX-XXI пластов

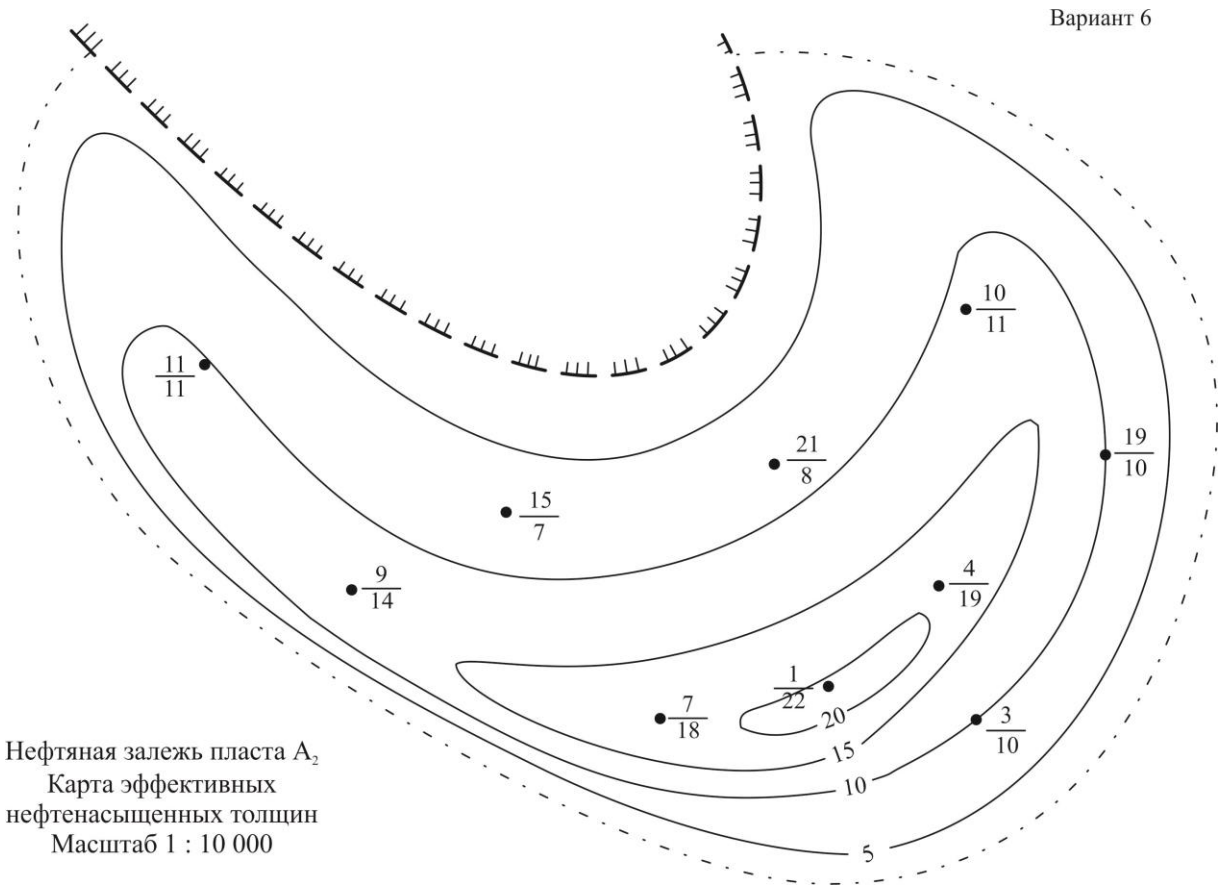


Рисунок 4.6 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь пласта A_2



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

Вариант 8

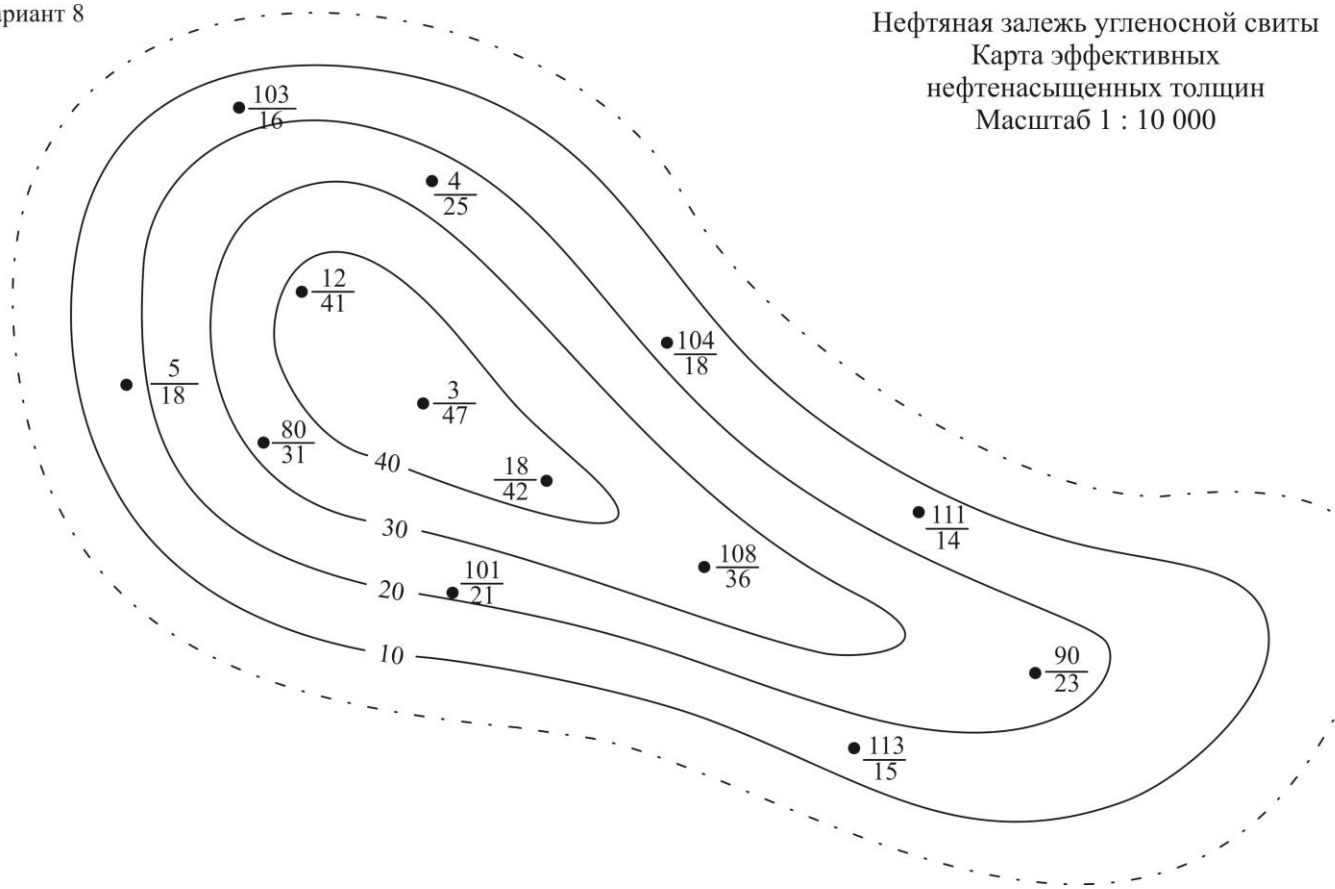


Рисунок 4.8 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нефтяная залежь угленосной свиты

Вариант 9

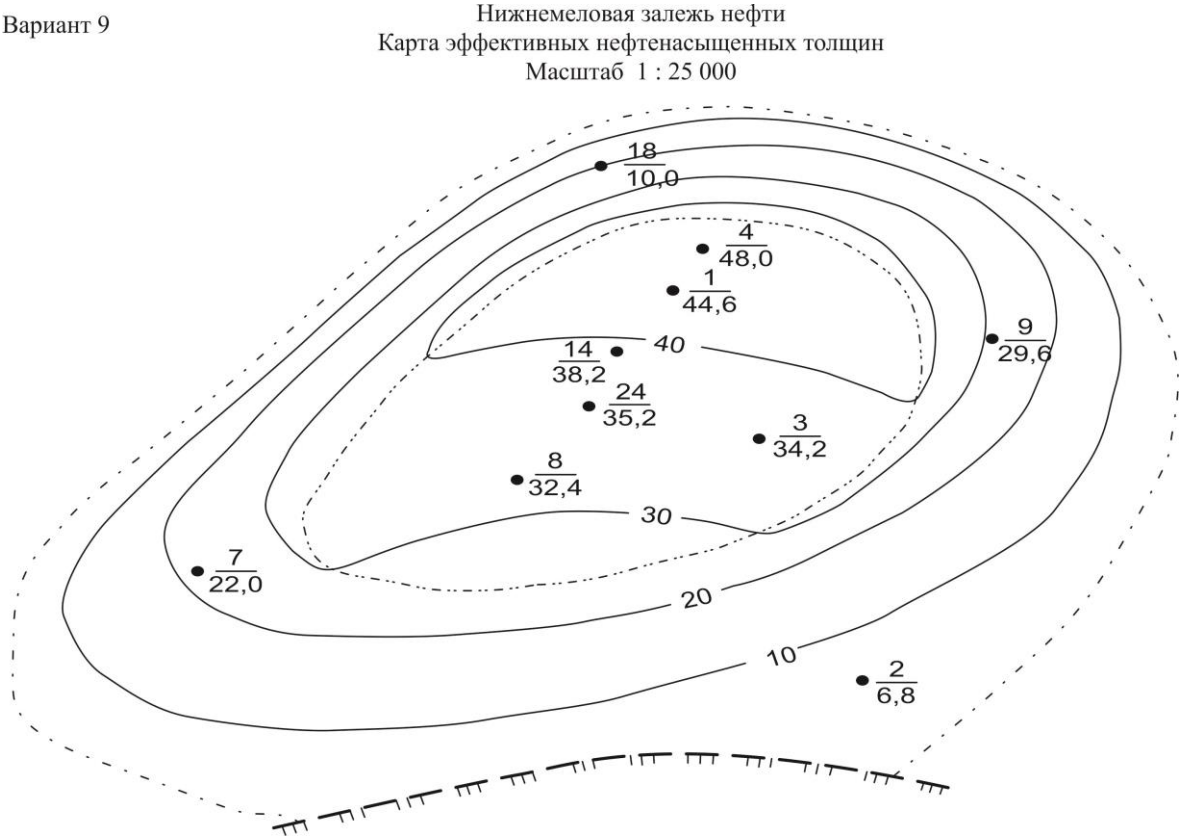


Рисунок 4.9 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. Нижнемеловая залежь нефти

Указания по технике безопасности. Приведены в лабораторной работе 1.

Задания.

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

$$\overline{h_{эф.н}} = \frac{f_1 h_1' + f_2 h_2' + ... + f_n h_n'}{f_1 + f_2 + ... + f_n} = \frac{\sum_{i=1}^{n} f_i h_i'}{F_{зал}}; \qquad (4.1)$$

где $f_1 \ldots f_n$ – площадь элементарного участка между двумя соседними изопахитами, замеренная с помощью планиметра по карте изопахит, м^2; h_1' ... h_n' – среднее значение эффективных нефтенасыщенных толщин на элементарном участке между двумя соседними изопахитами:

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

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:

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

где $F_{зал}$ – площадь залежи, м^2; $f_1 \ldots f_n$ – 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.

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

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 элементарного участка	Площадь элементарного участка по планиметру	Площадь элементарного участка f_i, м^2	Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины на элементарном участке h_i', м^2	Произведение площади элементарного участка на среднее значение толщины на эл. участке f_i,* h_i' м^3	Средневзвешенное значение эффективной нефтенасыщенной толщины по площади $h_{эф.н}$, 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 $2*E_{z\ внк}$, то контакт горизонтален:

$$|H_{внк\ max}| - |H_{внк\ mix}| < 2\ E_{z\ внк}$$ – горизонтальный

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

$$|H_{внк\ max}| - |H_{внк\ mix}| > 2\ E_{z\ внк}$$ – наклонный.

5. Рассчитать абсолютную среднеквадратическую ошибку площади залежи E_F (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:

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

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; Н и В – пара, Н+В – пара)

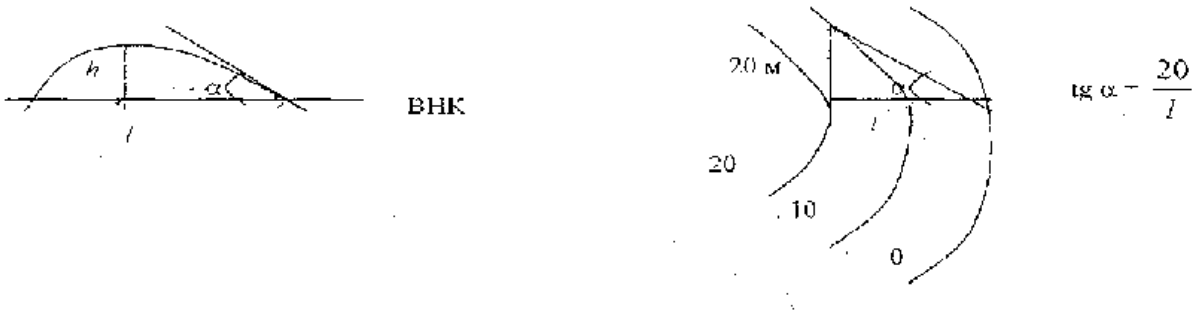


Рисунок 4.18. Схема для определения среднего угла наклона кровли пласта у контура ВНК

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

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

$$E_{ВНК\ гориз} = \pm \sqrt{\frac{\Sigma (H_{a\,ВНКi} - M_{ВНК})^2}{n(n-1)}} \qquad (4.8)$$

где $H_{aВНКi}$ – значение отметок ВНК в отдельных скважинах, м; $M_{ВНК}$ – 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:

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

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

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

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

Содержание отчета

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.

Контрольные вопросы

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?

Список литературы, рекомендуемый к использованию по данной теме: [1, 3, 4, 5, 6].

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 5

Определение объемного коэффициента нефти

Цель: приобретение навыков определения объемного коэффициента нефти. Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5, т.е. научить студентов производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата.

Теоретическая часть. 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 ($b_н$) называют отношение объема нефти, который она занимает в пластовых условиях к объему получаемой из нее дегазированной нефти в стандартных условиях ($V_{н.ст.}$):

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

Таким образом, объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 $м^3$ дегазированной на поверхности (при давлении 0,1 МПа и температуре 20°С) нефти.

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

$$\theta = 1/ b_н. \quad (5.2)$$

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:

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

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 удается отобрать качественные глубинные пробы, в практике нашли широкое применение методы расчета величины аналитическим путем, либо определения ее по графическим зависимостям.

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.

Указания по технике безопасности. Приведены в лабораторной работе 1.

Задания

Ниже рассмотрены четыре метода определения объемного коэффициента пластовой нефти.

1. Расчет $b_н$ 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 м^3 нефти

Фракционный состав	Содержание фракции	Объем газа в	Масса, кг		Объем, дм^3	
			1 м^3	газа в	1 м^3 газа	газа в

попутного газа	(компоненты), доли ед., n_i	1м^3 нефти r_i, м^3/м^3,	газа, m_i	1 м^3 нефти, $M_{г.\,i}$	в жидкой фазе, υ_i	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 м^3 нефти:

$$r_i = n_i * G, \tag{5.4}$$

где G – газосодержание (м^3/м^3) приведено в таблице 5.1.

Правильность расчета проверяется выражением:

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

1.4. Заполнить графы (4, 6) таблицы 5.1, определив массу (m_i) и объем в жидкой фазе (υ_i) 1 м^3 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 м^3 нефти:

$$M_{г.\,i} = m_i * r_i, \tag{5.6}$$

$$V_{г.\,i} = \upsilon_i * r_i. \tag{5.7}$$

Таблица 5.2 – Физические свойства газов

Компоненты	Масса 1 м^3 газа m_i, кг	Объем 1 м^3 газа в жидкой фазе υ_i, дм^3	Относительная плотность по воздуху $\rho_{гi}$,
CH_4	0,714	2,26	0,554
C_2H_6	1,35	3,36	1,35
C_3H_8	1,97	3,66	1,97
nC_4H_{10}	2,85	4,20	2,85
iC_4H_{10}	2,85	4,36	2,85
nC_5H_{12}	3,22	4,85	3,22
iC_5H_{12}	3,22	4,90	3,22
C_6H_{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:

$$M_г = \sum_{i=1}^{N} M_{г.i}, \tag{5.8}$$

1,

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

1.7. Определить массу ($M_{н.ст}$) и объем ($V_{н.ст}$) 1 м^3 дегазированной нефти. Масса 1 м^3 нефти в стандартных условиях численно равна ее плотности ($\rho_{н.ст}$, использовать исходные данные к лабораторной работе 1), а объем составит 1000 дм^3.

1.8. Вычислить массу ($M_{гн}$) и объем ($V_{гн}$) 1 м^3 газонефтяной смеси:

$$M_{гн} = M_г + M_{н.ст}, \qquad (5.10)$$

$$V_{гн} = V_г + V_{н.ст}. \qquad (5.11)$$

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

$$M_{C3H8+} = M_{гн} - (Mсн_4 + Mс_2н_6), \qquad (5.12)$$

$$V_{C3H8+} = V_{гн} - (Vсн_4 + Vс_2н_6), \qquad (5.13)$$

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

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

$$\% \ C_2H_6 = 100 \ M_{C2H6} / (M_{гн} - Mсн_4). \qquad (5.15)$$

1.11. По графику зависимости $\rho_{C2H6+} = f(\rho_{C3H8+}; \% \ C_2H_6)$, помещенному на рисунке 5, найти плотность газонефтяной смеси «этан плюс выше» (ρ_{C2H6+})

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

$$\% \ CH_4 = 100 \ M_{CH4} / M_{гн}. \qquad (6.16)$$

1.13. По графику зависимости $\rho_{CH4+} = f(\rho_{C2H6+}; \% \ CH_4)$, изображенному на рисунке 5.2, определить плотность нефти в пластовых условиях без учета термобарических поправок (ρ_{CH4+}).

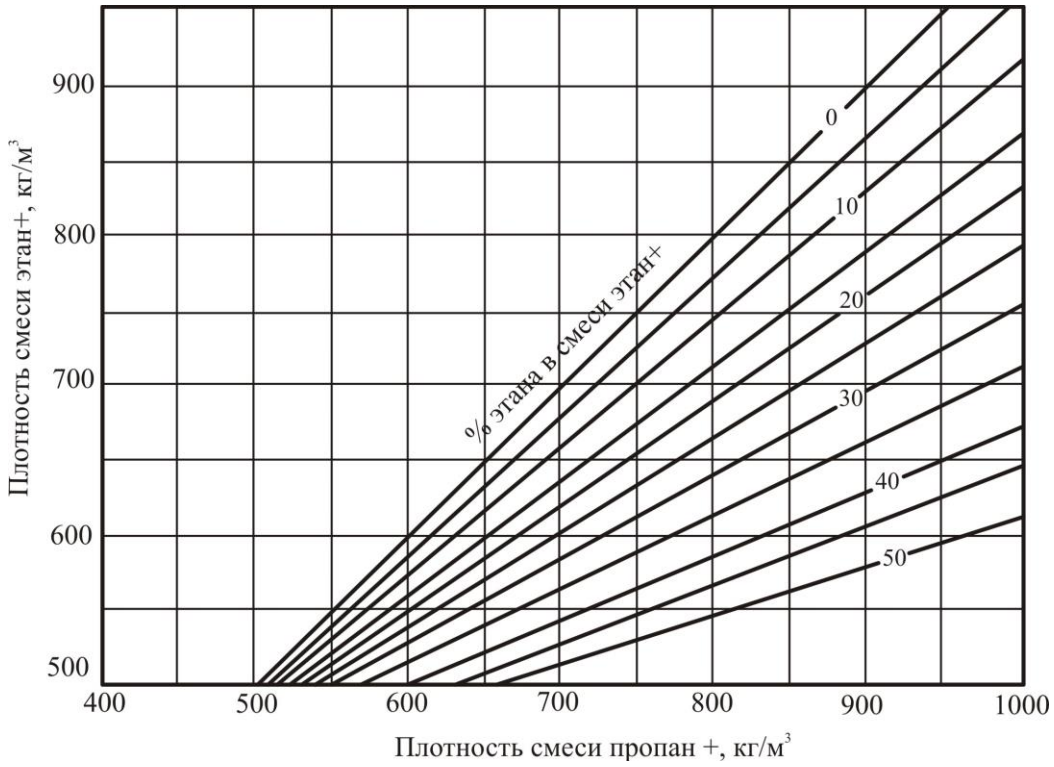


Рисунок 5.1. График зависимости $\rho_{C2H6+} = f(\rho_{C3H8+}; \%\ C_2H_6)$

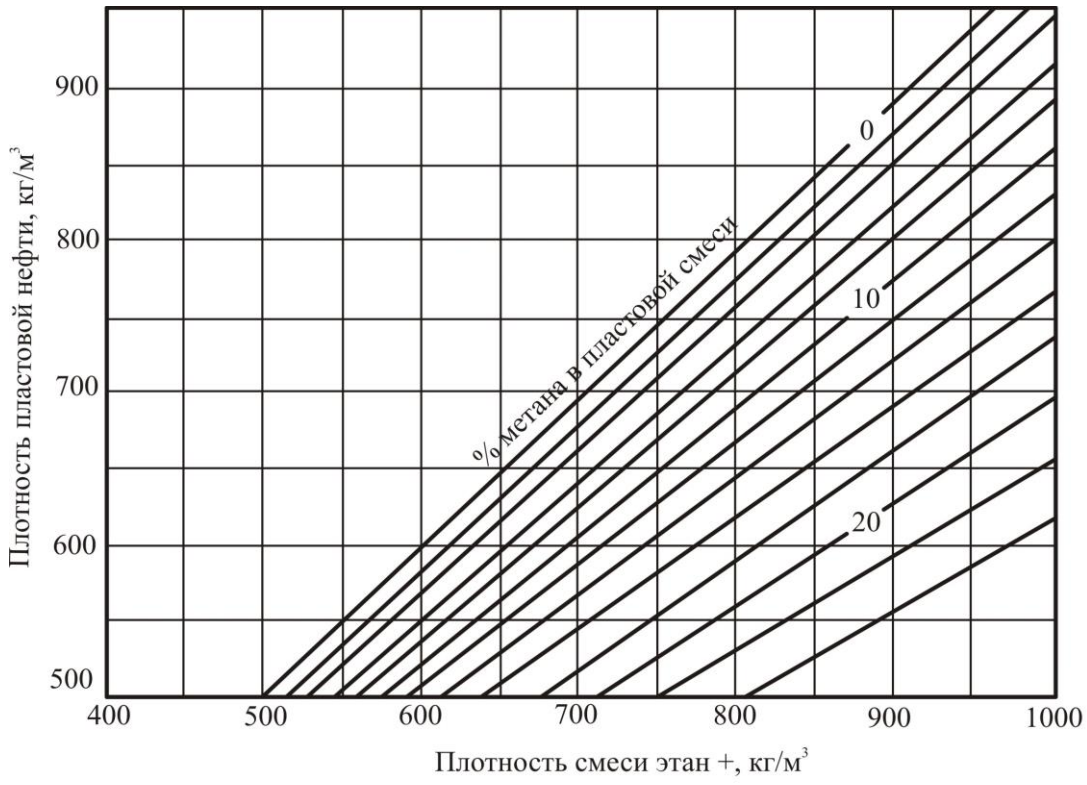


Рисунок 5.2. График зависимости $\rho_{CH4+} = f(\rho_{C2H6+}; \%\ CH_4)$

1.14 По графикам зависимостей $_{\Delta}\rho_P = f(\rho_{н.ст}; P_{пл})$ и $_{\Delta}\rho_t = f(\rho_{н.ст}; t_{пл})$, приведенных на рисунках 5.3, 5.4, найти поправки к плотности пластовой нефти на сжимаемость и на

тепловое расширение. Сведения о пластовом давлении ($P_{пл}$) и температуре ($t_{пл}$) приведены в таблице 5.3.



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

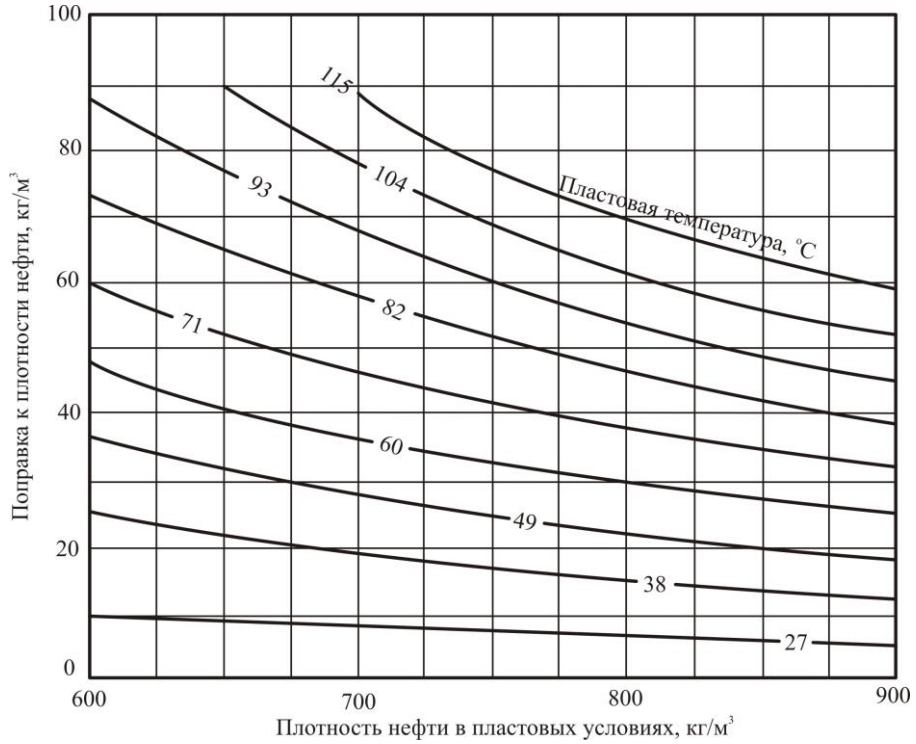


Рисунок 5.4. График зависимости $_{\Delta}\rho_t = f(\rho_{н.ст}; t_{пл})$

1.15. Рассчитать плотность нефти в пластовых условиях:

$$\rho_{н.пл} = \rho_{CH4+} + {}_{\Delta}\rho_P - {}_{\Delta}\rho_t. \quad (5.17)$$

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 $b_н$ 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).

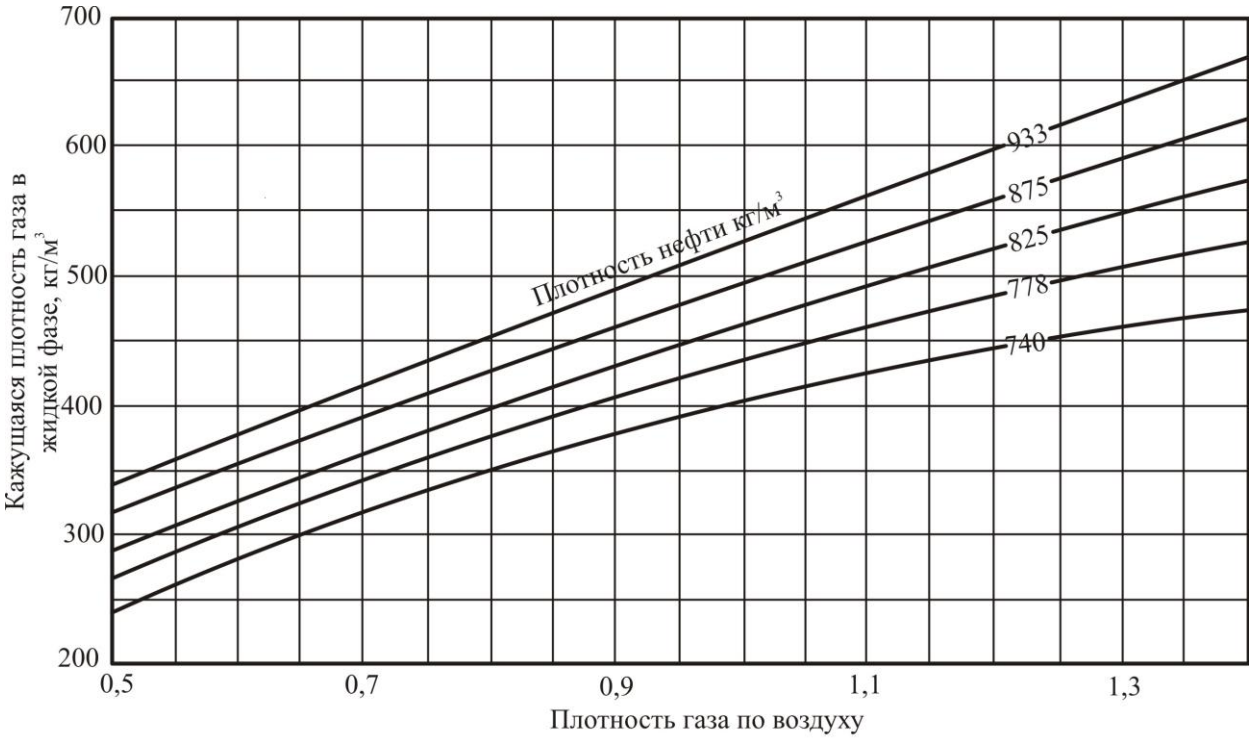


Рисунок 5.5. График зависимости $\rho_{гк} = f(\bar{\rho}_г; \rho_{н.ст})$

2.2. Рассчитывают массу газа ($M_г$), растворенного в 1 м^3 нефти:

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

где 1,293 — плотность газа в стандартных условиях, кг/м^3.

2.3. Рассчиттть (в дм^3) объем газа в жидкой фазе:

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

2.4. Определить массу ($M_{н.ст}$) и объем ($V_{н.ст}$) 1 м^3 дегазированной нефти (см . п. 1.7).

2.5. Вычислить плотность нефтегазовой смеси в пластовых условиях:

$$\rho_{CH4+} = 10^3 (M_г + M_{н.ст}) / (V_г + V_{н.ст}). \qquad (5.21)$$

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 $b_н$ 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 ($\overline{M}_{н.пл}$).

Последовательность расчета:

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

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

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

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

3.3. Вычисляют объемный коэффициент пластовой нефти, используя зависимость:

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

4. Определение $b_н$ 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 объёмного 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).

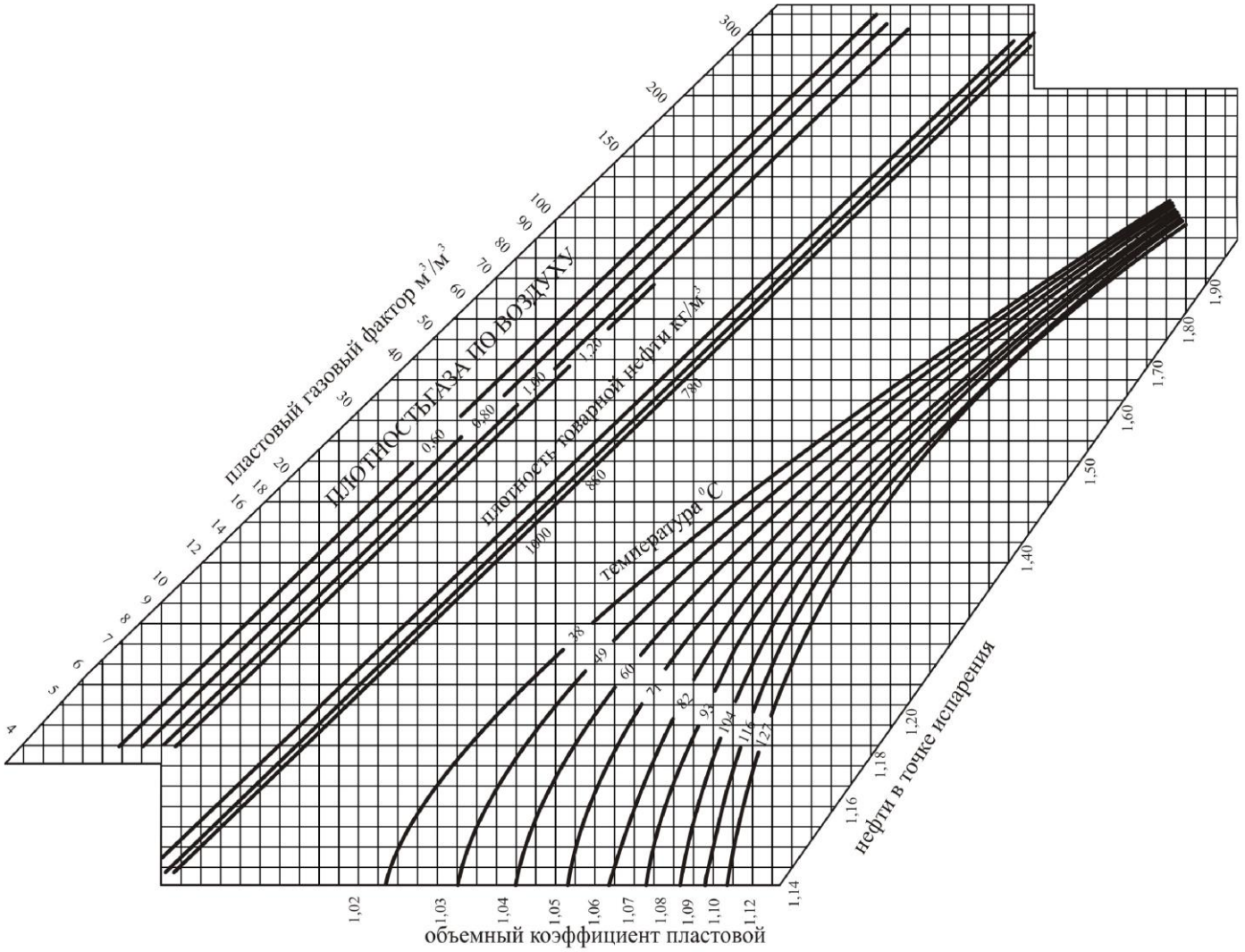


Рисунок 5.6. Номограмма Стендинга для определения объемного коэффициента пластовой нефти

Содержание отчета.

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.

Контрольные вопросы

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 $\rho_{C2H6+} = f(\rho_{C3H8+}; \% C_2H_6)$ и $\rho_{CH4+} = f(\rho_{C2H6+}; \% CH_4)$?
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

№ варианта	Плотность попутного газа, кг/м^3 $\overline{\rho}_г$	Пластовые		Фракционный состав попутного газа, % объемные									
		Давление, МПа $P_{пл}$	Температура, ^{0}C $t_{пл}$	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	nC_4H_{10}	iC_4H_{10}	nC_5H_{12}	iC_5H_{12}	C_6H_{14+}	CO_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	0,3

				4	2								
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

Список литературы, рекомендуемый к использованию по данной теме: [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. Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5, т.е. научить студентов производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата.

Теоретическая часть. 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 ($V_{н.о}$) равным единице и объемом оставшейся в пласте нефти по окончанию 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):

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

где $k_{н\,max}$ – 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

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

$k_{выт}$ – 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 ($\mu_0 = \mu_н/\mu_в$, таблица 6.2).

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

Конечная обводненность продукции, %	$k_{выт}$ при $\mu_н/\mu_в$				
	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)

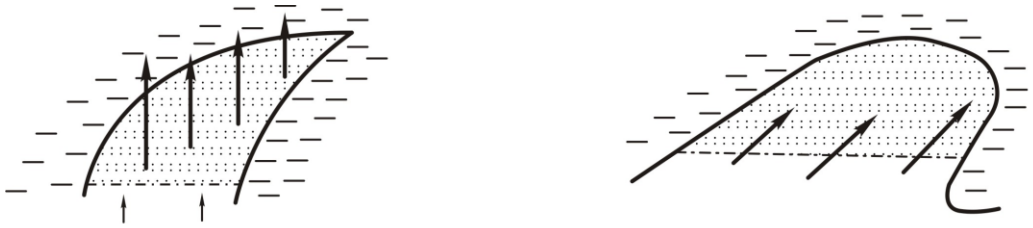


Рисунок 6.1. Модель одностороннего продвижения ВНК

$$k_2 = \frac{4\varepsilon * L^2 * h' * (n' - 1) * K'_{по}}{V}, \quad (6.5)$$

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; $К'_{по}$ – 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 ($V=F*h_{эф\,н}*К_{по}$), м^3

Таблица 6.3 – Расчётная таблица для определения коэффициента относительных потерь

Обводненность, %	ε при $\mu_н/\mu_в$				
	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)

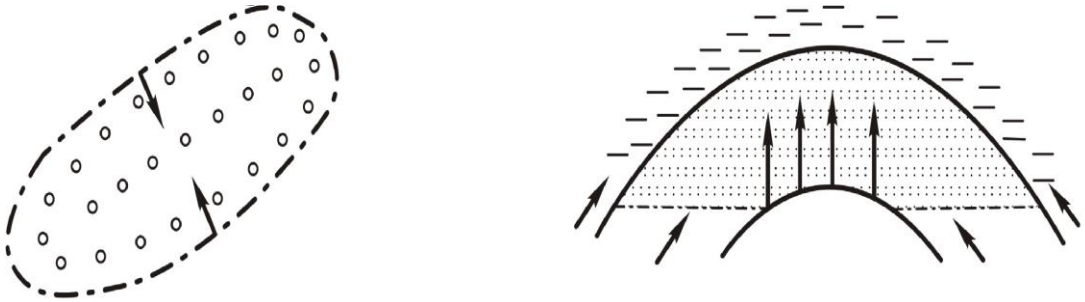


Рисунок 6.2. Модель двустороннего продвижения ВНК

$$k_2 = \frac{8\varepsilon * L^2 * h' * (n' - 1) * K'_{no}}{V}, \quad (6.6)$$

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.

Указания по технике безопасности. Приведены в лабораторной работе 1.

Задания.

1. Определить максимальный теоретически возможный коэффициент извлечения нефти – $k_{нmax}$ по таблице 6.1;

2. Рассчитать минимальную возможную остаточную нефтенасыщенность k_{min} по формуле (6.4);

2. Определить потери нефти за счет неполного вытеснения при разработке $k_{выт}$ (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 $k_{н.ост}$ по формуле (6.2);

5. Рассчитать коэффициент извлечения нефти $k_{извл.н}$ по зависимости (6.1).

Содержание отчета.

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

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы

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.

Список литературы, рекомендуемый к использованию по данной теме: [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. Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5, т.е. научить студентов производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата.

Теоретическая часть. *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 ^{0}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 соблюдений 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 объемного 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.

Оборудование и материалы.

Исходными данными для выполнения работы являются данные результатов исследований продуктивных пластов залежей, по которым проводится подсчёт запасов нефти, результаты выполнения лабораторных работ 1-6, структурные карты и карты эффективных нефтенасыщенных толщин.

Указания по технике безопасности. Приведены в лабораторной работе 1.

Задания.

1. Подсчитать геологические запасы нефти объемным методом по формуле:

$$Q_{но} = F_{зал} \cdot h_{эф.н} \cdot K_{по} \cdot K_{н} \cdot \rho_{н} \cdot \theta\,, \qquad (7.1)$$

где $Q_{но}$ – геологические запасы нефти, приведенные к стандартным условиям, тыс. т.; $F_{зал}$ – площадь нефтяной залежи в пределах внешнего контура нефтеносности, тыс. м^2; $h_{эфн}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивного пласта, м; $k_{по}$ – коэффициент открытой пористости породы-коллектора, д. ед.; $k_н$ – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; θ – пересчетный коэффициент, $\rho_н$ – плотность нефти в стандартных (поверхностных) условиях, г/см^3.

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

$$Q_{н.изв} = Q_{н.о} \cdot \mathrm{k}_{\text{извл.н}}\,, \qquad (7.2)$$

где $\mathrm{k}_{\text{извл.н}}$ – коэффициент извлечения нефти, д.ед.

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

$$\mathrm{V}_{н.г} = Q_{н_о} G \qquad (7.3)$$

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

$$E'_{Qнн.о} = \pm\sqrt{\overline{(E'_{Fзза})^2 + (E'_{h.})^2 + (E'_{Kпо})^2 + (\bar{E}'_{Kн})^2}} \quad (7.4)$$

где $E'_{Fзал}$, $E'_{h.}$, $E'_{kпо}$, $E'_{н}$ – 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):

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

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

Плаcт, 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	пересчетный						геологические	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Содержание отчета.

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.

Контрольные вопросы

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, C_2?

8. В какой степени должна быть изучена залежь и каким требованиям она должна отвечать, чтобы её можно было отнести к категории B_1, B_2 ?

Список литературы, рекомендуемый к использованию по данной теме: [1, 3-9].

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА 8

Подсчет запасов свободного газа по падению пластового давления

Цель: Приобретение навыков подсчета запасов свободного газа методом падения давления. Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5, т.е. научить студентов производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата.

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

$$PV=N\,RT \qquad (8.1)$$

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 Дж/моль*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 сверхсжимаемости Z, представляющий отношение объемов равного числа молекул реального *(V)* и идеального *(V_u)* газов при одинаковых термобарических условиях

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

Тогда уравнение Клапейрона-Менделеева для реальных газов примет вид:

$$PV=ZN\,RT. \qquad (8.3)$$

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

$$T_{npi} = T_{пл} / T_{кpi}, \tag{8.4}$$

$$P_{npi} = P_{пл} / P_{кpi}, \tag{8.5}$$

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 *($T_{п.кр}$)* и давление *($P_{п.кр}$)*

$$T_{п.кр} = \sum_{i=1}^{n} (x_i * T_{кpi}), \tag{8.6}$$

$$P_{п.кр} = \sum_{i=1}^{n} (x_i * P_{кpi}), \tag{8.7}$$

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

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

$$T_{п.пр} = T_{пл} / T_{п.кр}, \tag{8.8}$$

$$P_{п,пр} = P_{пл} / P_{п.кр}. \tag{8.9}$$

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.

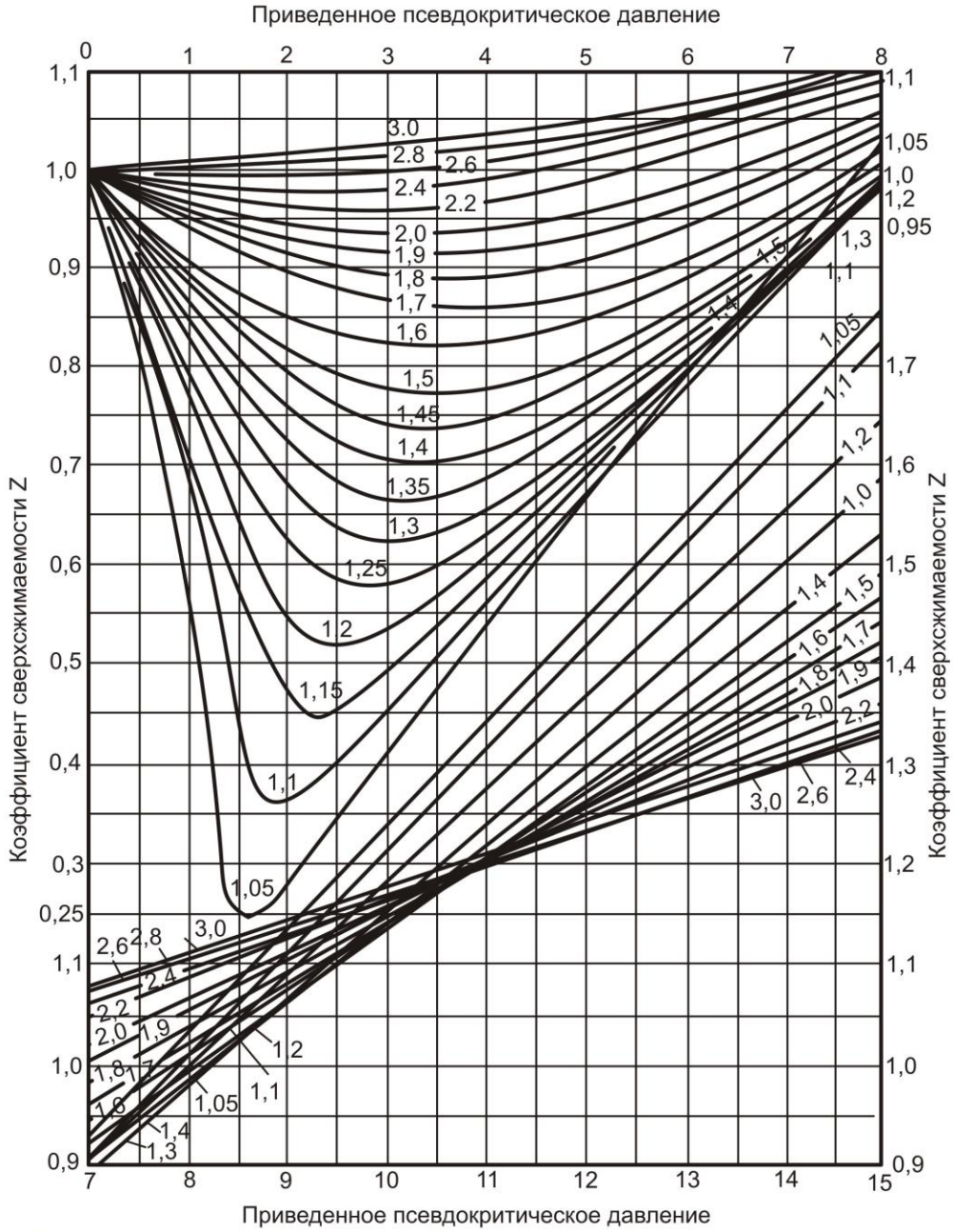


Рисунок 8.1. Кривые зависимости коэффициента сверхсжимаемости углеводородного газа от приведенных псевдокритических температуры и давления (по Г. Брауну и др.).

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

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

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

Используя графики зависимостей $T_{п.кр} = f(\delta_г)$ и $P_{п.кр} = f(\delta_г)$ и внеся 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 *($в_г$)* называют отношение объема газа *($V_{пл}$)*, который он занимает в пластовых условиях, к объему *($V_{ст}$)*, который он будет занимать в стандартных условиях *($T_{ст}$=293 К, $P_{ст}$=0,1033 МПа)*

$$в_г = V_{пл} / V_{ст} \qquad (8.11)$$

Его можно рассчитать, выражая объем газа из уравнения 8.3:

$$в_г = \frac{ZNRT_{пл}P_{ст}}{NRT_{ст}P_{пх}} = \frac{0{,}000352ZT_{пл}}{P_{пл}} \qquad (8.12)$$

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 $V_г$ (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 $\sum V_г$, получают геологические запасы газа, приведенные к стандартным условиям (рисунок 8.4). Абсцисса точки пересечения прямой $p/Z=f(\sum V_г)$ с прямой $P_к/Z_к=const$ характеризует величину извлекаемых запасов газа $V_{г\ извл}$. ($P_к$ – остаточное давление в залежи при давлении на устье 0,1 МПа, $Z_к$ соответствующий давлению $P_к$ коэффициент сжимаемости газа, доли ед).

Значения $P_к$ получают по зависимости:

$$P_к = 0{,}1e^{1293*10^{-9}H_{кп}\rho_г}$$

где $H_{кп}$ – глубина кровли пласта в скважине, см; $\rho_г$ – 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.

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).

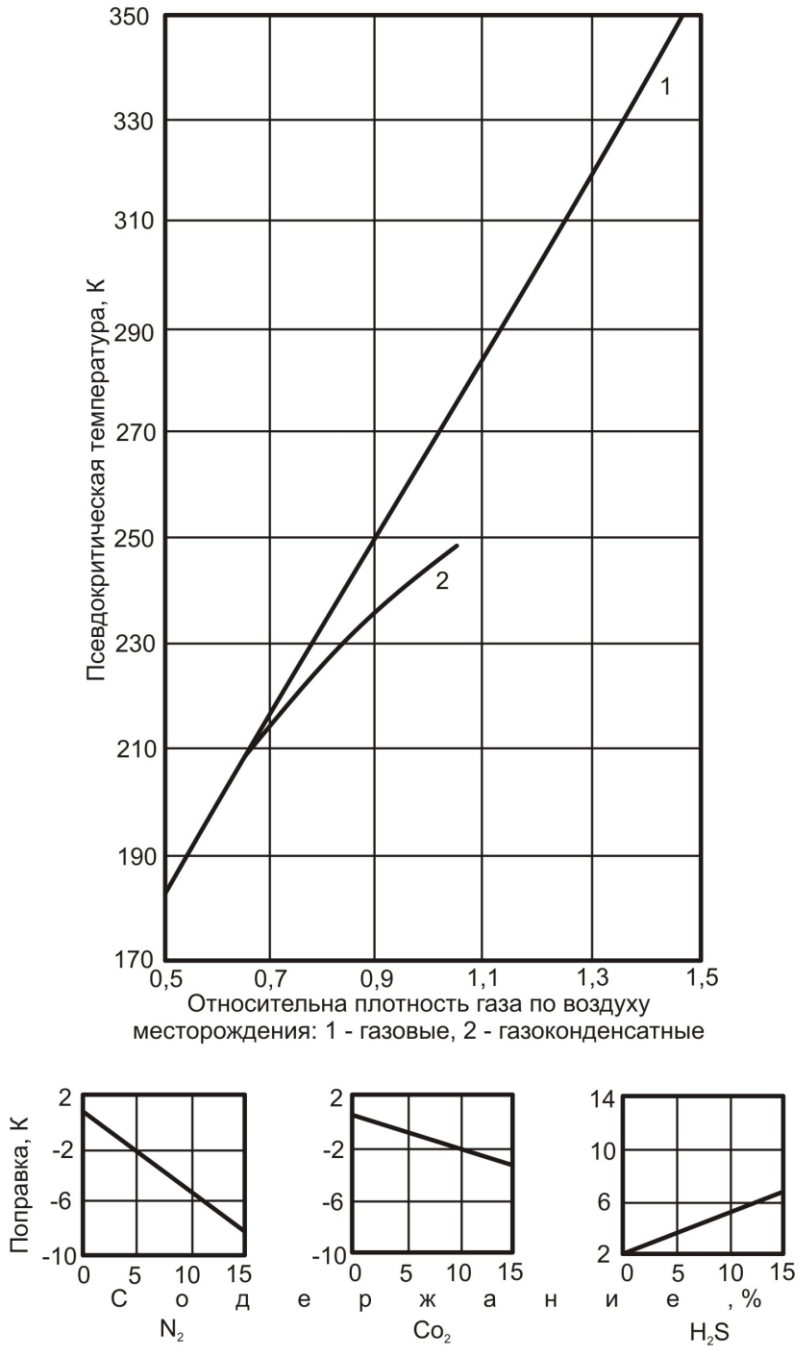


Рисунок 8.2. График зависимости псевдокритической температуры от относительной плотности газа по воздуху

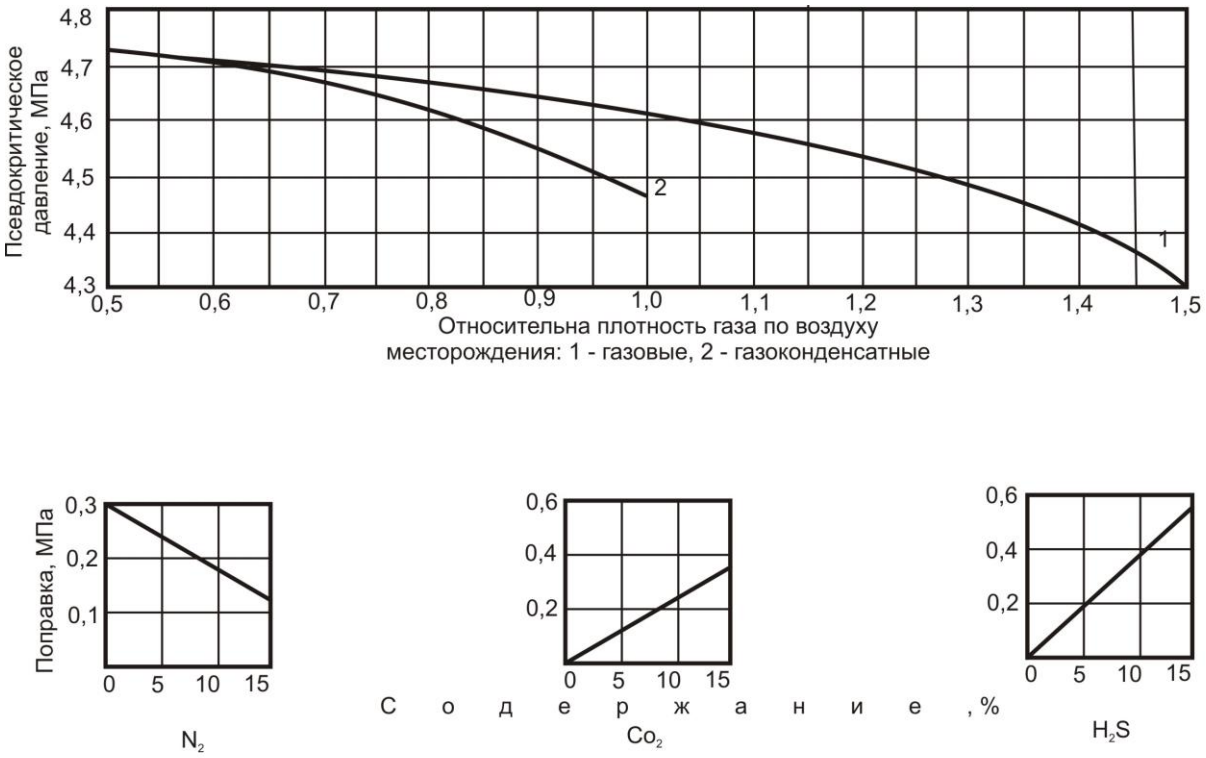


Рисунок 8.3. График зависимости псевдокритического давления от относительной плотности газа по воздуху

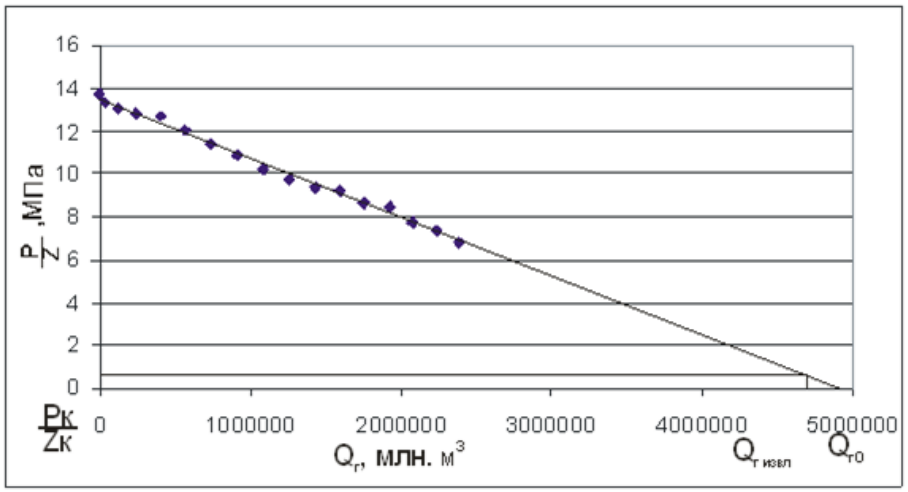


Рисунок 8.4. График зависимости приведенного пластового давления от накопленной добычи газа сеноманского продуктивного горизонта Ямбургского газоконденсатного месторождения

Указания по технике безопасности. Приведены в лабораторной работе 1.

Задания.

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.

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 $T_{п.крi}$ и давления $P_{п.крi}$ (формулы 8.6 и 8.7).

1.2. Рассчитать приведенные псевдокритические температуру $T_{п.пр}$ и давление $P_{п.пр}$ 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 $в_г$.

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

4.1 Рассчитать относительную плотность газа по воздуху $\delta_г$, 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 $в_г$.

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 $\sum V_г$.и графическим способом определить приведенные к стандартным условиям начальные запасы газа $V_{го}$ и извлекаемые запасы газа $V_{г\ извл}$ по величине $P_к/Z_к$. Для этого провести экстраполяцию прямолинейного участка графика до пересечения с осью абсцисс (геологические запасы $V_г$) и прямой $P_к/Z_к=const$ (извлекаемые запасы $V_{г\ извл}$);

$P_к$ – остаточное давление в залежи при давлении на устье 0,1 МПа; $\alpha_к$ – соответствующая давлению $P_к$ поправка на сжимаемость газа, доли ед. $\alpha_{к\,т} = 1 / Z_к$.

Значения $P_к$ получают по зависимости:

$$P_к = 0{,}1e^{1293*10^{-9} H_{кп} \rho_г}, \qquad (8.13)$$

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

Содержание отчета.

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

Защита работы проводится в устной форме.

Контрольные вопросы

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 $(T_{п.пр}, P_{п.пр})$ или приведённые псевдокритические $(T_{прi}, P_{прi})$ – 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_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}	N_2	CO_2	H_2S
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	Объемная (молярная) концентрация компонентов x_i, доли ед.	Критические		Псевдокритические		Приведенные псевдокритические		Коэффициент сверхсжимае-мости газа Z, доли ед.	Объемный коэффициент газа $b_г$, 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_2H_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.	Объемный коэффициент газа $b_г$, доли ед.
	температура по графику на рисунке 8.2	суммарная величина поправок графику на рисунке 8.2	**температура** $T_{п.кр}$, *К*	давление по графику на рисунке 8.3	суммарная величина поправок по графику на рисунке	**давление** $P_{п.кр}$, МПа	температура, $T_{п.пр}$	давление, $P_{п.кр}$		

					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	$\Sigma V_г$, 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

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. $м^3$	$t_{пл}$, °С	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	6,7	0,8	115	CH_4	60,5
2	6,3	1,8		C_2H_6	13,5
3	6	2,6		C_3H_8	12,9
4	5,8	3,3		nC_4H_{10}	7,7
5	5,5	4,1		iC_4H_{10}	1,7
6	5,4	4,8		C_5H_{12}	3,7
7	5,2	5,4			
8	4,9	6		$\rho_г$ = 0,97	
9	4,8	6,5		$H_г$=2090 м	
10	4,6	7,3			

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 2 – Месторождение Минское

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. $м^3$	$t_{пл}$, °С	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	13,2	0,8	103	CH_4	89,9
2	12,4	1,8		C_2H_6	4,8
3	12,1	2,6		C_3H_8	2,1
4	11,7	3,3		nC_4H_{10}	0,9
5	10,9	4,1		iC_4H_{10}	1,3
6	10,8	4,8		C_5H_{12}	1
7	10,4	5,4			
8	9,9	6		$\rho_г$ = 0,82	
9	9,6	6,5		$H_г$=1460 м	
10	9,3	7,3			

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 3 – Месторождение Озерное

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. $м^3$	$t_{пл}$, °С	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	10,12	0,42	62	CH_4	52
2	9,6	0,88		C_2H_6	8
3	9,1	1,28		C_3H_8	2
4	8,7	1,64		nC_4H_{10}	9,3
5	8,2	2,08		iC_4H_{10}	18
6	7,9	2,4		C_5H_{12}	10
7	7,5	2,72			
8	7,1	3		$\rho_г$ = 0,885	
9	6,9	3,22		$H_г$=1100 м	
10	6,5	3,62			

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 4 – Месторождение Польское

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. $м^3$	$t_{пл}$, °С	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	10,1	0,8	88	CH_4	70
2	9,6	1,8		C_2H_6	10,2
3	8,7	2,6		C_3H_8	1,5
4	8,2	3,3		nC_4H_{10}	3,5
5	7,9	4,1		iC_4H_{10}	4,5

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 5 – Месторождение Соколовское

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. $м^3$	$t_{пл}$, °С	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	8,8	0,8	97	CH_4	68,9
2	8,2	1,8		C_2H_6	7,6
3	8	2,6		C_3H_8	7,8
4	7,7	3,9		nC_4H_{10}	5,5
5	7,4	4,1		iC_4H_{10}	5,4

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 6 – Месторождение Озерки

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. $м^3$	$t_{пл}$, °С	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	6,1	0,8	115	CH_4	75,3
2	6,3	1,8		C_2H_6	8
3	6	2,6		C_3H_8	4,2
4	5,8	3,3		nC_4H_{10}	3,7
5	5,5	4,1		iC_4H_{10}	5

6	7,5	4,8		C_5H_{12}	0,3		6	7,2	4,8		nC_5H_{12}	4,1		6	5,4	4,8		nC_5H_{12}	3,2
7	7,1	5,4					7	6,9	5,4		iC_5H_{12}	1,7		7	5,2	5,4		iC_5H_{12}	0,6
8	6,9	6		$\rho_г$ = 0,879			8	6,6	6		$\rho_г$ = 0,88			8	4,9	6		$\rho_г$ = 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

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. м^3	$t_{пл}$, ^oC	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	9,12	0,42	62	CH_4	52
2	8,6	0,88		C_2H_6	8
3	8,1	1,28		C_3H_8	2
4	7,7	1,64		nC_4H_{10}	9,3
5	7,2	2,08		iC_4H_{10}	18
6	6,9	2,4		C_5H_{12}	10
7	6,5	2,72			
8	6,1	3		$\rho_г$ = 0,885	
9	5,9	3,22		$H_г$=1100 м	
10	5,5	3,62			

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 8 – Месторождение Озерное

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. м^3	$t_{пл}$, ^oC	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	10,12	0,42	62	CH_4	52
2	9,6	0,88		C_2H_6	8
3	9,1	1,28		C_3H_8	2
4	8,7	1,64		nC_4H_{10}	9,3
5	8,2	2,08		iC_4H_{10}	18
6	7,9	2,4		C_5H_{12}	10
7	7,5	2,72			
8	7,1	3		$\rho_г$ = 0,885	
9	6,9	3,22		$H_г$=1100 м	
10	6,5	3,62			

Подсчет запасов газа по методу падения пластового давления

Вариант 9 – Месторождение Минское

Годы разработки	$P_{пл}$, МПа	$\sum V_г$, млн. м^3	$t_{пл}$, ^oC	Состав газа	
				Компонент	Сод-е, об. %
1	13,2	0,8	103	CH_4	89,9
2	12,4	1,8		C_2H_6	4,8
3	12,1	2,6		C_3H_8	2,1
4	11,7	3,3		nC_4H_{10}	0,9
5	10,9	4,1		iC_4H_{10}	1,3
6	10,8	4,8		C_5H_{12}	1
7	10,4	5,4			
8	9,9	6		$\rho_г$ = 0,82	
9	9,6	6,5		$H_г$=1460 м	
10	9,3	7,3			

Список литературы, рекомендуемый к использованию по данной теме: [2, 4, 5].

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.

Практическое занятие 1. «Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов»: Основные классификационные признаки месторождений (залежей) нефти и газа по размерам запасов, и сложности геологического строения, по начальному фазовому состоянию и составу основных углеводородных соединений, по рабочим дебитам скважин; Понятие запасов и ресурсов. Основные и попутные полезные ископаемые, попутные полезные компоненты.».

Цель: познакомить студентов с общими положениями «Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», а также с основными классификационными признаками месторождений (залежей) нефти и газа; с понятиями «запасов» и «ресурсов», «основные и попутные полезные ископаемые», «попутные полезные компоненты».

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Актуальность. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации приказом от 01.11.2013 г. №477 утвердило «Классификацию запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» Она вводится в действие с 1 января 2017 г. В связи с этим возникает необходимость детально изучить ее положения и положения «Инструкции по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов».

Теоретическая часть

Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов устанавливает единые для Российской Федерации принципы подсчета и государственного учета запасов и ресурсов нефти, горючих газов (свободного газа, газа газовых шапок, газа, растворенного в нефти) и газового конденсата (далее - конденсат).

При определении запасов подлежат обязательному раздельному подсчету и учету запасы нефти, горючих газов (далее - газ), конденсата и содержащихся в них попутных компонентов (далее - компонентов). Запасы попутных компонентов, содержащихся в нефти, конденсате, свободном и растворенном газе, учитываются только в случае подтверждения целесообразности их извлечения технологическими и технико-экономическими расчетами.

Подсчет и учет запасов производят по наличию их в недрах по каждой залежи раздельно и месторождению в целом.

Ресурсы оцениваются и учитываются раздельно по нефти, газу и конденсату в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек по результатам геологоразведочных работ.

Запасы залежей и месторождений подразделяются на:

количество нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, которое находится в недрах в изученных бурением залежах, наличие которых в недрах доказано пробной или промышленной эксплуатацией или испытанием скважин, или обосновывается геолого-геофизическими исследованиями (геологические запасы);

часть геологических запасов, которая может быть добыта из залежи (месторождения) за весь срок разработки в рамках оптимальных проектных решений с использованием доступных технологий с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды (извлекаемые запасы).

Ресурсы не вскрытых бурением объектов с предполагаемой нефтегазоносностью подразделяются на:

количество нефти, газа и конденсата, содержащееся в невскрытых бурением ловушках, нефтегазоносных или перспективных нефтегазоносных пластах, горизонтах или комплексах, и наличие которых в недрах предполагается на основе геологических представлений, теоретических предпосылок, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований (геологические ресурсы);

часть геологических ресурсов, которую прогнозируется извлечь из недр с использованием доступных технологий с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды (извлекаемые ресурсы).

Запасы нефти, конденсата, а также содержащихся в нефти, конденсате и горючих газах компонентов подсчитываются и учитываются, а ресурсы нефти и конденсата оцениваются и учитываются в единицах массы.

Запасы горючих газов и гелия подсчитываются и учитываются, а ресурсы горючих газов оцениваются и учитываются в единицах объема.

Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов производятся при условиях, приведенных к стандартным (при давлении 0,1 МПа и температуре 20 °С).

Месторождения и залежи нефти и газа для планирования геологоразведочных работ и разработки месторождений и ведения учета запасов, содержащихся в них полезных ископаемых, подразделяются по фазовому состоянию, по величине запасов и стадиям освоения.

Нефть - природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп, которые в пластовых и стандартных (0,1 МПа при 20 °С) условиях находятся в жидкой фазе. Неуглеводородные соединения в нефти присутствуют в виде сернистых, азотистых, кислородных,

металлоорганических комплексов, смол и асфальтенов. В большинстве нефтей в пластовых условиях содержится растворенный газ.

По составу и физическим свойствам нефти подразделяются на ряд типов. Их типизация проводится по свойствам, по групповому углеводородному составу, фракционному составу, содержанию серы и других неуглеводородных компонентов, асфальтенов и смол (приложения 2, 3, 4).

Групповой углеводородный состав отражает содержание (в процентах по массе) трех основных групп углеводородов - метановых, нафтеновых и ароматических.

Фракционный состав отражает относительное содержание (в процентах по массе) фракций нефтей, вскипающих при разгонке до 350°С, и масляных фракций (дистиллятов) с температурой кипения выше 350°С.

Свойства нефтей в стандартных условиях существенно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие влияния растворенного газа и повышенных температуры и давления в недрах, поэтому для целей подсчета запасов, рациональной разработки месторождений, первичной подготовки, транспортировки и переработки нефтей эти свойства определяются раздельно. В стандартных условиях основными параметрами нефтей являются плотность, молекулярная масса, вязкость, температуры застывания и кипения; в пластовых условиях - давление насыщения растворенным газом, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость.

По плотности и вязкости нефти подразделяются на пять групп (приложения 5, 6).

.Горючие газы (в дальнейшем называются газы) - природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе либо в растворенном в нефти или воде виде, а в стандартных условиях — только в газообразной фазе. Основными компонентами углеводородного газа в стандартных условиях являются метан и его гомологи - этан, пропан, бутаны. Кроме того, в залежах, кроме углеводородного, может содержаться сероводород, гелий, углекислый газ, азот и инертные газы. Этан, пропан и бутаны являются сырьем для производства сжиженного газа и продукции нефтехимической промышленности.

Основными свойствами газа являются молекулярная масса, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, критические температура и давление, коэффициент сжимаемости, объемный коэффициент, вязкость, способность к гидратообразованию, теплота сгорания.

Конденсат - природная смесь в основном легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических

условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации. Основными параметрами газа, в состав которого входит конденсат, являются потенциальное содержание углеводородов $C_{5+высшие}$, плотность конденсата в стандартных условиях и давление начала конденсации.

Полезные ископаемые, содержащиеся в залежах углеводородов, подразделяются на основные, попутные полезные ископаемые и попутные полезные компоненты.

Основные полезные ископаемые – нефть и свободный газ, газ газовых шапок.

Попутные полезные ископаемые – ископаемые, содержащиеся в одних пластах с нефтью и газом и извлечение которых технически возможно и экономически эффективно. Попутные полезные ископаемые делятся на две группы:

К первой группе относятся попутные полезные ископаемые, заключённые в полезном ископаемом и выделяемые при его добыче (сепарации) в самостоятельные продукты. В нефтяных залежах это растворённый (попутный) газ, а в газоконденсатных – конденсат.

Ко второй группе - попутные полезные ископаемые в виде подземных вод продуктивных пластов и горизонтов, содержащих попутные полезные компоненты с повышенными концентрациями, а также подземных вод, пригодных для бальнеологических, теплоэнергетических и иных целей.

Попутные полезные компоненты – компоненты, выделяемые из нефти, конденсата, горючих газов, подземных пластовых вод (далее – пластовых вод) в результате промысловой подготовки и/или переработки. Концентрация попутных полезных компонентов может достигать промышленных значений. Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных полезных компонентов приведены в приложении 1.

Нефть и газ аккумулируются в коллекторах порового, кавернового, трещинного и смешанного типов, образуя природные скопления - залежи. Под залежью понимается естественное скопление нефти или газа в ловушке, образованной породой - коллектором под покрышкой из слабопроницаемых пород. Залежь может быть приурочена к одному или нескольким пластам-коллекторам с единой гидродинамической системой.

Месторождением является совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к единой тектонической структуре и расположенных в пределах одной площади. Месторождение может быть однозалежным и многозалежным.

В зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений в недрах месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются на 6 типов (таблица 1.1).

Таблица 1.1

Тип месторождения	Состав основных углеводородных соединений
нефтяное (Н),	только нефть, насыщенная в различной степени газом
газонефтяное (ГН)	нефть и газ: основная часть залежи нефтяная, газовая шапка не превышает по объему нефтяную часть залежи
нефтегазовое (НГ)	; нефть и газ: газовая шапка превышает по объему нефтяную часть залежи (нефтяная оторочка)
газовое (Г)	только газ
газоконденсатное (ГК)	газ с конденсатом
нефтегазоконденсатное (НГК)	нефть, газ и конденсат

В газовых залежах по содержанию конденсата ($C_{5+высшие}$) выделяются следующие 4 группы газоконденсатных залежей (приложение 7).

Состав нефти и газа — один из основных показателей, определяющих направление их применения, - регламентируется требованиями действующих стандартов и технических условий, в которых учитываются технология добычи, способы транспортировки и переработки сырья, обеспечивающие их комплексное использование. Промышленная ценность содержащихся в нефти и газе попутных полезных компонентов определяется на основании их кондиционного содержания в соответствии с инструкциями по подсчету и учету запасов полезных ископаемых и технико-экономических расчетов рентабельности их извлечения и использования.

По величине извлекаемых запасов нефти и газа подразделяются на 5 групп (таблица 1.2).

Таблица 1.2

Полезное ископаемое	Единица измерения	Категория месторождений				
		уникальные	крупные	средние	мелкие	очень мелкие
Нефть	млн. т	>300	30 - 300	5 - 30	1 - 5	<1
Газ	млрд. $м^3$	>300	30 - 300	5 - 30	1 - 5	<1

По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов независимо от величины запасов месторождения (залежи) разделяются натри типа (таблица 1.3).

Таблица 1.3

Тип месторождения	Описание
Простого строения	однофазные, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин и

	фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу;
Сложного строения	одно- и двухфазные, характеризующиеся невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений;
Очень сложного строения	одно- и двухфазные, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

Степень сложности геологического строения месторождения устанавливается по соответствующим характеристикам основных залежей, заключающих большую часть (более 70 %) запасов месторождения.

Вопросы и задания

1. Охарактеризуйте основные принципы подсчета и государственного учета запасов и ресурсов нефти, горючих газов и газового конденсата.
2. В чем отличия между геологическими и извлекаемыми запасами?
3. В чем отличия между геологическими и извлекаемыми ресурсами?
4. В каких единицах подсчитываются и учитываются запасы и ресурсы нефти и газа?
5. Запасы (ресурсы) каких полезных ископаемых месторождений углеводородов подсчитываются и учитываются, а каких оцениваются и учитываются?
6. По каким критериям производится типизация нефти?
7. Охарактеризуйте влияние свойств нефти по групповому углеводородному составу на эффективность использование недр?
8. Охарактеризуйте влияние свойств нефти по содержанию серы и других неуглеводородных компонентов, на эффективность использование недр?
9. Охарактеризуйте влияние свойств нефти по содержанию асфальтенов и смол на эффективность использование недр?
10. Какие параметры нефтей являются основными? Дайте им определение.
11. На какие группы по плотности и вязкости подразделяются нефти? Как эти свойства влияют на эффективность использование недр?
12. Какие свойства газа являются основными? Дайте им определение
13. Что такое конденсат. В чем отличие его от газа?

14. Какие свойства газа, в состав которого входит конденсат, являются основными? Дайте им определение.
15. На какие полезные компоненты подразделяются основные, попутные полезные ископаемые и попутные полезные компоненты? Дайте им характеристику.
16. На какие группы делятся попутные полезные ископаемые?
17. Месторождения, залежи. Дать определение и характеристику.
18. На какие типы месторождения (залежи) нефти и газа подразделяются в зависимости от фазового состояния и состава основных углеводородных соединений?
19. Какие группы газоконденсатных залежей выделяются по содержанию конденсата ($C_{5+высшие}$) в газовых залежах?
20. На какие группы подразделяются месторождения по величине извлекаемых запасов нефти и газа?
21. На какие типы подразделяются месторождения (залежи) По сложности геологического строения, условиям залегания и выдержанности продуктивных пластов независимо от величины запасов

Практическое занятие 2

Условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории А.

Цель: познакомить студентов с условиями отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории А.

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенци ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Теоретическая часть

В Классификации категории запасов нефти и газа устанавливаются на основе следующих признаков:

- степень геологической изученности;
- степень промышленного освоения.

Критериями выделения категорий запасов по степени геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности залежи сейсмическими и другими полевыми геофизическими исследованиями, бурением, геофизическими методами, промысловыми и аналитическими исследованиями,

позволяющими осуществить подсчет запасов и составить проектный документ на разработку месторождений на основе геологической и фильтрационной моделей залежи.

По степени промышленного освоения выделяются запасы залежей разрабатываемых и разведываемых месторождений.

Запасы залежей разрабатываемых месторождений по степени геологической изученности и промышленного освоения подразделяются на три категории: категория А (разбуренные, разрабатываемые), категория B_1 (неразбуренные, разведанные), категория B_2 (неразбуренные, оцененные).

Запасы категории А (разбуренные, разрабатываемые) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, разбуренных эксплуатационной сеткой скважин и разрабатываемых в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектным документом на разработку месторождения (технологической схемой разработки или дополнением к ней; технологическим проектом разработки или дополнением к нему).

Границы запасов категории А устанавливаются:

а) для разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами, включая фонд добывающих, бездействующих, нагнетательных, пьезометрических и других скважин - по контуру залежи (рис. 1);

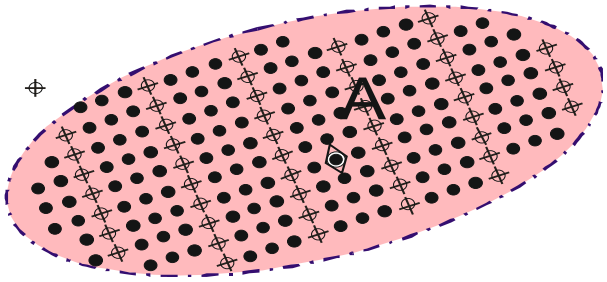


Рис.1 Выделение запасов категории А на разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами

б) для разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами - на расстоянии равном половине шага сетки эксплуатационных скважин согласованной действующим проектным документом в сторону неизученной части залежи (0,5 L, где L – расстояние между эксплуатационными скважинами) (рисунок 2.1);

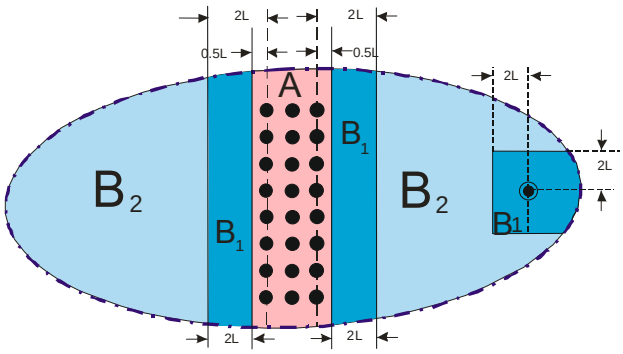


Рисунок 2.1 - Выделение запасов категорий А, B_1 и B_2 на разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами.

а) для залежей, разрабатываемых, в том числе скважинами с горизонтальными, субгоризонтальными и пологими окончаниями забоя, границы категории А проводятся на всем протяжении ствола скважины на расстоянии 0,5 L. (рисунок 2.2);

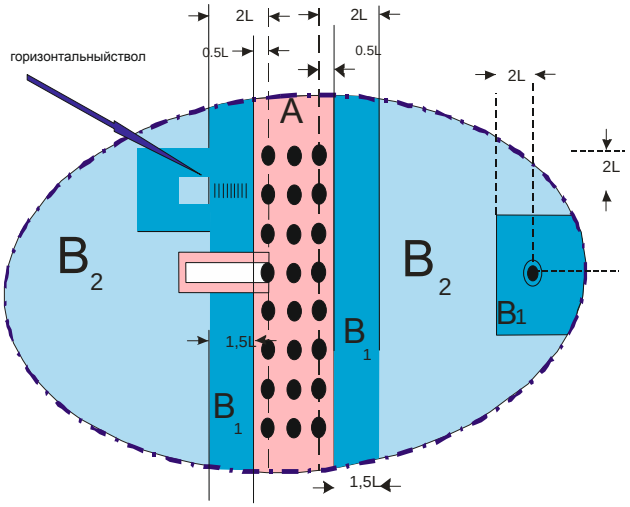


Рисунок 2.2 - Выделение запасов категорий А, B_1 и B_2 на разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами и скважинами с горизонтальным окончанием.

б) для газовых залежей, учитывая особенности систем размещения скважин, применяемых для их разработки, границу запасов категории А рекомендуется проводить по границе зоны дренирования (определяется по данным замеров пластового давления в наблюдательных скважинах или рассчитывается по данным гидродинамического моделирования). В случае, если доказано, что область дренирования охватывает всю газовую залежь, границу запасов категории А проводят по контуру залежи.

Вопросы и задания

1. Что является критерием выделения категорий запасов по степени геологической изученности?

2. Охарактеризуйте условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории А.

3. Каким образом устанавливаются границы запасов категории А?

Практическое занятие 3

Условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории В1 и В2

Цель: познакомить студентов с условиями отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории В1 и В2.

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Теоретическая часть

Запасы категории B_1 (разрабатываемые, неразбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к разработке)в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологической схемой разработки или дополнением к ней, технологическим проектом разработки или дополнением к нему), изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими предварительную апробацию в установленном порядке, и разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными, транзитными или углубленными эксплуатационными скважинами, давшими в колонне промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна).

Границы запасов категории B_1 устанавливаются:

а) для неразбуренных частей разрабатываемой залежи, непосредственно примыкающих к участкам запасов категории А – в сторону неизученной части залежи на расстоянии равном двойному шагуэксплуатационной сетки - 2 L (рис. 2, 3);

б) для частей залежи разрабатываемых месторождений, разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа при опробовании в колонне (некоторые соседние скважины могут быть не

опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна), не примыкающих к запасам категории А – в сторону неизученной части залежи на расстоянии равном двойному шагу эксплуатационной сетки - 2L (рисунок 3.1 а); отдельно расположенные не опробованные разведочные скважины в категорию B_1 не включаются (рис. 4, б);

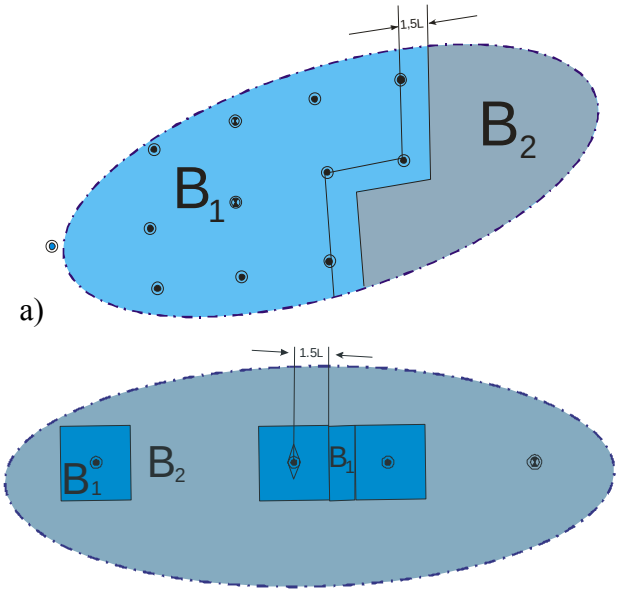


Рисунок 3.1 - Выделение запасов категорий B_1 и B_2 по данным разведочного бурения на разрабатываемых месторождениях

в) если расстояние между границами запасов категории B_1 меньше двойного шага эксплуатационной сетки, границы запасов категории B_1 могут объединяться (рисунок 3.1 б).

г) для частей залежи разрабатываемых месторождений, около опробованных в колонне продуктивных транзитных эксплуатационных скважин (рисунок 3.2) – на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки (2L) от опробованных скважин.

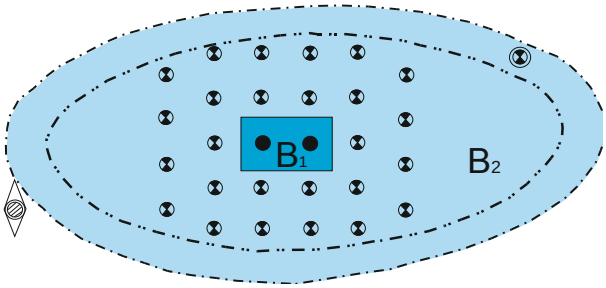


Рисунок 3.2 - Выделение запасов категорий B_1 и B_2 по данным транзитных эксплуатационных скважин, в части которых получены промышленные притоки

Запасы категории B_2 (неразбуренные, оцененные) выделяются и подсчитываются на неизученных частях залежей разрабатываемых месторождений, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологической схемой разработки или дополнением к ней; технологическим проектом разработки или дополнением к нему), изученные сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке. Наличие запасов обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения.

К запасам категории B_2 относят:

а) неразбуренные участки разрабатываемых залежей между контуром нефтегазоносности и границами участков запасов категории B_1;

б) неразрабатываемую залежь разрабатываемого месторождения, изученную по материалам промыслово-геофизических исследований в транзитных эксплуатационных скважинах – до границ залежи (рисунок 3.1).

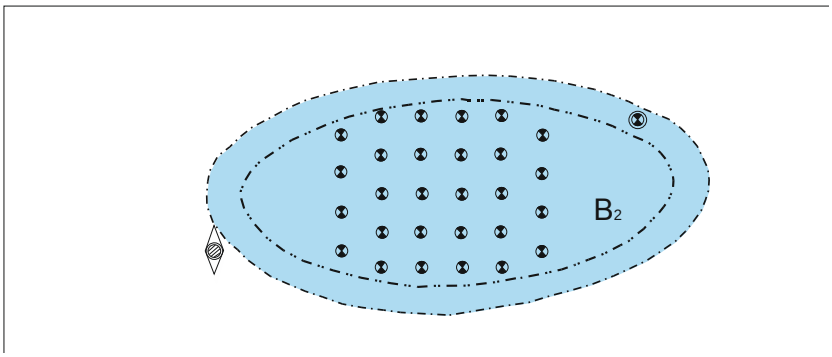


Рисунок 3.1 - Выделение запасов категорий B_2 по данным транзитных эксплуатационных скважин

Вопросы и задания

1. Охарактеризуйте условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории B_1.
2. Каким образом устанавливаются границы запасов категории B_1?
3. Охарактеризуйте условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории B_2.
4. Каким образом устанавливаются границы запасов категории B_2?

Практическое занятие 4. Условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории С1 и С2

Цель: познакомить студентов с условиями отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории С1 и С2.

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенций ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата)

Теоретическая часть

Запасы залежей разведываемых месторождений не введенных в промышленную разработку по степени геологической изученности подразделяются на две категории: категория $С_1$ (разведанные), категория $С_2$ (оцененные).

Запасы категории $С_1$ (разведанные) в соответствии с требованиями Классификации выделяются и подсчитываются на залежи или части залежи, на которых может осуществляться пробная эксплуатация отдельных скважин или пробная эксплуатация участка залежи. Залежи должны быть изучены сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке, и разбурены поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими в колонне промышленные притоки нефти или газа (отдельные скважины, расположенные рядом с опробованными скважинами, могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна).

Геологическое строение залежи, фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, состав и свойства флюидов, гидродинамические характеристики, дебиты скважин изучены по результатам геолого-промысловых исследований скважин в процессе реализации проектов геологоразведочных работ, пробной эксплуатации отдельных скважин или пробной эксплуатации залежи. Запасы категории $С_1$ подсчитываются по результатам геологоразведочных работ и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления проектного документа на разработку.

Для открываемых месторождений в акваториях морей, в том числе на континентальных шельфах морей РФ, в территориальных морских водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, к запасам категории $С_1$ относят залежь/часть залежи, вскрытую первой поисковой скважиной, в которой в открытом

стволе получены качественные результаты гидродинамического каротажа (ГДК), позволяющие оценить характер насыщенности пласта.

Границы запасов категории C_1 устанавливаются:

а) в районе параметрических, поисковых и разведочных скважин, нефтегазоносность в которых установлена по результатам испытаний скважин, давших в колонне промышленные притоки нефти и газа (отдельные соседние скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геолого-технологических исследований, а также керна) - в сторону неизученной части залежи на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки (2L), согласованных в установленном порядке в проектных документах для аналогичных залежей разрабатываемых месторождений (рисунок 4.1). Для месторождений в акваториях морей граница запасов категории C_1 устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренажа;

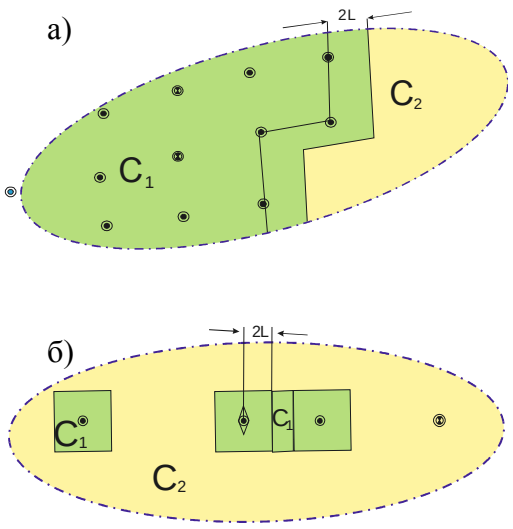


Рисунок 4.1 - Выделение запасов категории C_1 и C_2 на разведываемых залежах

а) если расстояние между границами запасов категории C_1 меньше двойного шага предполагаемой эксплуатационной сетки (2L), границы запасов категории C_1 могут объединяться (рисунок 4.1 б);

б) для залежей, где промышленная нефтегазоносность установлена в одной скважине по данным испытаний в колонне, граница запасов категории C_1 проводится по квадратному элементарному участку со стороной, равной двойному шагу эксплуатационной сетки (2L), согласованному в установленном порядке в проектных документах для аналогичных залежей (рисунок 4.2). Для месторождений в акваториях морей граница запасов категории C_1 устанавливается в пределах рассчитанной (прогнозируемой) зоны дренажа;

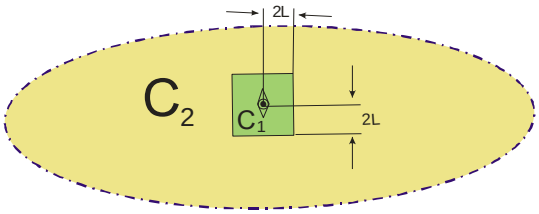


Рисунок 4.2 - Выделение запасов категории C_1 и C_2 на новых залежах

в) в случае, если характер насыщенности в скважине ниже опробованного интервала неясен, границу запасов категории C_1 следует проводить по нижней отметке интервала перфорации.

К категории C_2 (оцененные) в соответствии с требованиями Классификации относятся запасы залежей или частей залежей разведываемых месторождений, изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения. Если на залежи все скважины испытаны в процессе бурения, то её запасы относятся к категории C_2 (исключение составляют месторождения в акваториях морей, в том числе на континентальных шельфах морей РФ, в территориальных морских водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях).

К категории C_2 относятся запасы:

а) неразбуренных участков разведываемых залежей, между границами залежи и границами участков запасов категории C_1, если имеется достаточно геолого-геофизической информации для заключения о непрерывности свойств пласта по данным сейсмических и других геофизических исследований.;

б) разведываемых залежей, изученных по материалам промыслово-геофизических исследований в скважинах;

в) в районе скважин, по результатам опробования которых, продуктивность не установлена, а характеристика по ГИС аналогична скважинам, давшим промышленные притоки;

г) в районе скважин, продуктивность которых предполагается по данным промыслово-геофизических исследований и расположенных на значительном расстоянии от скважин, в которых получены промышленные притоки нефти;

д) в пределах неразбуренных тектонических блоков, примыкающих к блокам с установленной продуктивностью.

Выделение категорий запасов нефти и газа по изученности производится раздельно по залежам. Для двухфазных залежей выделение категорий может проводиться отдельно для их нефтяной и газовой частей.

Вопросы и задания

1. Охарактеризуйте условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории C_1.
2. Каким образом устанавливаются границы запасов категории C_1?
3. Охарактеризуйте условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории C_2.
4. Каким образом устанавливаются границы запасов категории C_2?

Практическое занятие 5 Условия отнесения ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности и обоснованности к категориям D0 и D л

Цель: познакомить студентов с условиями отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории **D0** и **D**л

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Теоретическая часть

Критерием выделения категорий ресурсов по геологической изученности является изученность геологического строения и нефтегазоносности участка недр по площади и разрезу параметрическим, разведочным и поисковым бурением, геофизическими, геохимическими и другими видами региональных и поисково-разведочных работ.

Ресурсы нефти и газа по степени геологической изученности подразделяются на четыре категории: категория D_0 (подготовленные), категория $D_Л$ (локализованные), категория D_1 (перспективные), категория D_2 (прогнозируемые).

Перспективные ресурсы категории D_0 выделяются на подготовленных к бурению ловушках в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью и в не вскрытых бурением возможно продуктивных объектах открытых месторождений. Локализованные ресурсы нефти и газа (категория Dл) – оцениваются по возможно продуктивным пластам в ловушках, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной и предполагаемой промышленной

нефтегазоносностью. Локализованные ресурсы нефти и газа используются при планировании геологоразведочных работ с целью подготовки наиболее перспективных объектов для проведения площадных геофизических работ (сейсморазведка, гравиразведка, магниторазведка и пр.).

Вопросы и задания

1. Охарактеризуйте критерии выделения категорий ресурсов по геологической изученности
2. Какие ресурсы нефти и газа подразделяются по степени геологической изученности? Дайте их характеристику
3. В каких случаях ресурсы относятся к категории D_0.
4. Охарактеризуйте условия отнесения ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности и обоснованности к категориям Dл.
5. С какой целью выделяются локализованные ресурсы нефти и газа?

Список литературы

1. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 N 477. "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов" (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30943).

2. «Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»

Практическое занятие 6. Условия отнесения ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности и обоснованности к категориям D1 и D2.

Цель: познакомить студентов с условиями отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории **D1 и D2**.

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Теоретическая часть

Категория D_1 (перспективные) – ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических горизонтов и комплексов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур первого порядка. Количественная оценка перспективных ресурсов проводится по результатам

региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с изученными месторождениями, открытыми в пределах оцениваемого региона в соответствии с действующим на момент оценки методическим руководством по количественной оценке ресурсов нефти, газа и конденсата.

Перспективные ресурсы нефти и газа категории D_1 отражают возможность открытия месторождений нефти и газа в оцениваемом регионе и используются для проектирования региональных геологоразведочных работ на нефть и газ, выбора наиболее перспективных участков для проведения на них поисковых геологических и геофизических исследований.

Категория D_2 (прогнозируемые) – ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур первого порядка, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов предполагаются на основе имеющихся данных геологических, геофизических и геохимических исследований, а также по аналогии с другими, изученными нефтегазоносными районами той же нефтегазоносной области, где установлены месторождения нефти и газа или вышележащими нефтегазоносными комплексами.

Прогнозируемые ресурсы категории D_2 отражают потенциальную возможность открытия месторождений нефти и горючих газов в регионе, промышленная нефтегазоносность которого не доказана, и используются для проектирования региональных геологоразведочных работ на нефть и газ.

Вопросы и задания

1. Охарактеризуйте условия отнесения ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности и обоснованности к категориям D1.
2. По каким данным проводится количественная оценка перспективных ресурсов?
3. С какой целью выделяются перспективные ресурсы нефти и газа?
4. Охарактеризуйте условия отнесения ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности и обоснованности к категориям D2.

Список литературы

1. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 N 477. "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов" (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30943).

2. «Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»

Практическое занятие 7 Требования к изученности месторождений и объектов, подготовленных к глубокому бурению (для оценки ресурсов категории D0)

Цель: познакомить студентов к требованиям к изученности месторождений и объектов, подготовленных к глубокому бурению (для оценки ресурсов категории D0).

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Теоретическая часть

В процессе изучения месторождений нефти и газа необходимо соблюдать установленные этапы и стадии геологоразведочных работ, строго выполнять требования к их полноте и качеству, осуществлять рациональное комплексирование методов и технических средств разведки, своевременно проводить постадийную геолого-экономическую оценку результатов работ. Степень изученности месторождения должна обеспечить возможность его комплексного освоения при обязательном соблюдении требований по охране недр и окружающей среды.

Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие структуры (ловушки), подготовленной комплексом геолого-геофизических исследований для глубокого бурения в соответствии с действующими требованиями и сделанной оценкой перспективных ресурсов категории D_0.

Размещение скважин на площади ловушки проводится в соответствии с утвержденным проектом поисковых работ. Глубина поисковых скважин должна обеспечивать изучение всего перспективного разреза площади с учетом технических возможностей бурения.

Для оценки ресурсов категории D_0 должны быть установлены:

а) наличие объекта (структурной, тектонически-экранированной, стратиграфической, литологической ловушки или их совокупности), подготовленного методами, прошедшими апробацию в установленном порядке; в пределах района степень подтверждаемости размеров и форм подобных объектов установлены по данным глубокого бурения; форма и размеры ловушки, изученные кондиционной сеткой сейсмических профилей; условия залегания предполагаемых залежей по результатам геолого-геофизических исследований, прошедших апробацию в установленном порядке;

б) прогнозируемое в пределах подготовленного объекта наличие коллекторов, перекрытых плотными породами, играющими роль флюидоупоров, установлено в результате структурно-фациального анализа, опирающегося на данные глубокого бурения; толщина и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов,

в) прогнозируемые состав и свойства углеводородов принимаются по аналогии с данными по залежам сходного строения открытых месторождений данного нефтегазоносного района;

г) коэффициенты заполнения ловушек нефтью или газом по аналогии с изученными месторождениями на основании анализа условий формирования углеводородов нефтяных и газовых залежей в пределах данной структурно-фациальной зоны данного нефтегазоносного района;

д) положение ВНК, ГВК, ГНК, контролирующих возможную площадь нефтегазоносности, которое определяется путем анализа геолого-структурных условий, закономерностей изменения положения контактов того же пласта в соседних залежах (по картам изоконтактов или с учетом коэффициентов заполнения ловушек этих залежей на основе известных закономерностей их формирования в пределах данного нефтегазоносного района);

е) коэффициенты извлечения нефти и конденсата принимаются по аналогии с изученным месторождением данного нефтегазоносного района.

На месторождениях нефти и газа, находящихся в стадии разведки, по данным поисково-оценочного и разведочного бурения проводится изучение геологического строения объекта, дается оценка нефтегазоносности всего продуктивного разреза и предварительная оценка объема залежей, определяются основные природные факторы, влияющие на выбор методики дальнейших разведочных работ.

При разведке месторождений глубина, способ бурения и конструкция скважин определяются проектом разведки. При этом конструкция скважин должна обеспечить возможность проведения полного комплекса геофизических исследований, испытаний на приток жидкости и газа как в открытом стволе, так и в колонне, гидродинамических исследований и отбора глубинных проб.

Количество, система размещения и последовательность бурения разведочных скважин должны обеспечить получение надежных данных для установления строения продуктивных пластов, выявления закономерностей изменения их толщин, коллекторских свойств, характера насыщения нефтью, газом и водой, а также особенностей тектоники месторождения.

Бурение разведочных скважин следует проводить с учетом данных по ранее пробуренным скважинам, особенно при разведке невыдержанных по площади и тектонически нарушенных нефтегазонасыщенных пластов с резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств.

При бурении поисковых и разведочных скважин из перспективных на нефть и газ нефтегазонасыщенных отложений проводится отбор керна в количестве, обеспечивающем изучение литологических особенностей и физических свойств коллекторов и непроницаемых разделов по площади и разрезу и позволяющем надежно интерпретировать материалы геофизических исследований скважин. Нормы отбора, выноса керна и детальность его лабораторных исследований регламентируются действующими нормативными документами. В необходимых случаях следует осуществлять бурение скважин со сплошным отбором керна по продуктивному пласту и отбором образцов пород для лабораторных исследований через 0,1—0,25 м толщины пласта, применять промывочные жидкости на безводной основе для повышения информативности отобранного керна и сохранения природных фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта.

По каждой разведочной скважине должен быть проведен комплекс исследований, необходимый для подсчета запасов, а именно:

- детальное изучение керна для определения литологических особенностей, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и покрышек продуктивного пласта; в интервалах отбора образцов на лабораторные исследования следует определять геофизические параметры для получения эталонных (петрофизических) зависимостей, являющихся основой интерпретации материалов геофизических исследований скважин;

- рациональный комплекс геофизических исследований скважин, по данным которых осуществляется литологическое расчленение разреза, выделение продуктивных пластов, определение их толщин и глубины залегания, общей, эффективной, нефтенасыщенной и (или) газонасыщенной толщин продуктивных пластов в пределах нефтяной, водонефтяной, газонефтяной, газовой и газоводяной зон, определение положения и абсолютных отметок водонефтяного, газоводяного и газонефтяного контактов, определение открытой пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности пород-коллекторов;

- комплекс газогидродинамических исследований для изучения фильтрационно-емкостной характеристики коллекторов «работающих» частей продуктивных пластов, положения контактов газ-нефть-вода.

В скважинах проводится раздельное испытание нефте-, газо- и водонасыщенных пластов на приток при разных режимах работы скважин, в том числе приборами на каротажном кабеле, для определения характера насыщенности, положенияфлюидальных контактов, газоконденсатной характеристики, статических уровней, пластовых и забойных давлений и пластовых температур, а также отбор глубинных проб нефти (не менее двух по каждому испытанному в скважине объекту). При значительной литологической изменчивости и большой толщине продуктивного пласта испытание проводится по интервалам с различными геофизическими характеристиками.

Для получения эксплуатационной характеристики каждой залежи, необходимо проводить поинтервальное испытание продуктивных пластов, находящихся на различных гипсометрических отметках в различных частях оцениваемой залежи. Для определения максимально возможных дебитов нефти или газа в отдельных скважинах проводится испытание всего интервала продуктивного пласта.

При низких дебитах скважин следует проводить работы по интенсификации притоков нефти и газа.

При проведении испытаний необходимо соблюдать согласованный в установленном порядке комплекс мероприятий по охране окружающей среды, предусматривать утилизацию всех получаемых флюидов.

При изучении состава нефти и газа необходимо определять наличие и содержание в них попутных полезных компонентов, а также оказывающих вредное влияние на оборудование при добыче, транспортировке и переработке нефти и газа (коррозионная агрессивность к металлу и цементу, выпадение парафина, серы, солей, механических примесей и др.).

В процессе исследования отобранных проб нефти, газа и конденсата должны быть определены:

- для нефти, приведенной к стандартным условиям методом дифференциального разгазирования - фракционный и групповой состав, а в пластовых условиях - компонентный состав, содержание (в процентах по массе) силикагелевых смол, масел, асфальтенов, парафинов, серы, металлов, вязкость и плотность, величина давления насыщения нефти газом, газосодержание, объёмный коэффициент, плотность и вязкостьнефти в пластовых и стандартных условиях, температура застывания и начала кипения, товарные свойства нефти; исследование нефти проводится по глубинным пробам, а при невозможности их отбора — по рекомбинированнымповерхностнымпробам;

- для газа (свободного и растворенного в нефти) — плотность по воздуху, теплота сгорания, содержание (в молярных процентах) метана, этана, пропана, бутанов, а также гелия, сероводорода, углекислого газа и азота; состав растворенного в нефти газа определяется при дифференциальном разгазировании глубинных проб нефти до стандартных условий:

- для конденсата (стабильного) - фракционный и групповой состав, содержание парафина и серы, плотность и вязкость при стандартных условиях, давление начала конденсации.

При получении из скважин притоков подземных вод должны быть определены химический состав подошвенных и краевых подземных вод, содержание в них йода, брома, бора, магния, калия, лития, рубидия, цезия, стронция, германия и др., а также состав растворенного в воде газа, дебиты воды, температура, давление, газосодержание и другие показатели для обоснования проведения специальных геологоразведочных работ с целью оценки запасов подземных вод и определения возможности использования их для извлечения попутных полезных компонентов или для теплоэнергетических, бальнеологических и иных нужд.

При разведке месторождений, расположенных в зонах многолетнемерзлых пород, следует изучать геокриологические условия района месторождения и прилегающих районов для получения данных, необходимых для проектирования предприятий по добыче и транспорту нефти и газа и прогнозирования возможных изменений окружающей среды.

В районе разведанного месторождения необходимо оценить сырьевую базу строительных материалов и возможные источники питьевого и технического водоснабжения для обеспечения потребности будущего предприятия по добыче нефти и газа; эти данные могут быть использованы для обоснования проведения в дальнейшем специальных геологоразведочных, гидрогеологических и изыскательских работ.

Вопросы и задания

1. Что является основанием для постановки поискового бурения на площади
2. Охарактеризуйте условия отнесения ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности и обоснованности к категориям D0.
3. Какая информация должна быть известна для оценки ресурсов категории D_0?
4. С какой целью выделяются перспективных ресурсы нефти и газа?
5. Какой должен быть проведен комплекс исследований, необходимый для

подсчета запасов по каждой разведочной скважине

6. Какие необходимо проводить работы для получения эксплуатационной характеристики каждой залежи в различных условиях?

Список литературы

1. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 N 477. "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов" (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30943).

2. «Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»

Практическое занятие 8 Требования к изученности месторождений и объектов для запасов нефти и газа категории С2, С1.

Цель: познакомить студентов с требованиями к изученности месторождений и объектов, подготовленных к глубокому бурению (для запасов нефти и газа категории С2, С1)

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Теоретическая часть

Для запасов нефти и газа категории C_2 необходимо установить:

а) непрерывность (выдержанность) свойств пласта по данным сейсмических и других геофизических исследований в оцениваемой части залежи;

контуры нефтегазоносности, гипсометрическое положение флюидальных контактов, а в случае недостаточной изученности принять условный уровень подсчета с учетом косвенной информации;

эффективную и нефте - и газонасыщенную толщины коллекторов, пористость и другие подсчётные параметры по аналогии с разбуренными участками залежей или по данным ГИС в скважинах;

г) свойства нефти по аналогии с изученными участками залежи или с использованием аналогий с разрабатываемой залежью со сходными геолого-промысловыми характеристиками ближайшего разведываемого или разрабатываемого месторождения.

Для отнесения запасов к категории C_1 по залежи необходимо установить:

а) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади;

б) литологические особенности продуктивного пласта – вещественный состав, тип коллектора, общую толщину пласта, эффективную и нефте- и газонасыщенную толщины его коллекторов, фильтрационно-емкостные свойства пород, слагающих пласт (открытая пористость, проницаемость), нефте- и газонасыщенность коллекторов продуктивных пластов;

в) коэффициент вытеснения и кривые фазовых проницаемостей;

г) высотное положение флюидальных контактов (или условных уровней подсчета) по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических данных;

д) состав и свойства нефти и газа в пластовых и стандартных условиях, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов;

е) состав и свойства пластовых вод и содержащихся в них попутных полезных компонентов;

ж) по данным опробования пробуренных скважин и пробной эксплуатации отдельных скважин – начальные и текущие дебиты нефти, газа и воды, коэффициенты продуктивности скважин, начальные и текущие пластовые давления, давления насыщения, начальное газосодержание.

з) для открываемых месторождений в акваториях морей, в том числе на континентальном шельфе РФ, в территориальных водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, в первых поисковых скважинах допускается исследование скважин пластоиспытателями на кабеле.

Вопросы и задания

1. Охарактеризуйте требования к изученности месторождений и объектов, подготовленных к глубокому бурению для запасов нефти и газа категории С2.

2. Охарактеризуйте требования к изученности месторождений и объектов, подготовленных к глубокому бурению для запасов нефти и газа категории С1.

Список литературы

1. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 N 477. "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов" (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30943).

2. «Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»

Практическое занятие 9. Требования к изученности месторождений и объектов для запасов нефти и газа категории В2, В1, А.

Цель: познакомить студентов с требованиями к изученности месторождений и объектов подсчета запасов нефти и газа категории В2, В1, А.

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Теоретическая часть

Для отнесения запасов к категории B_1 должны быть установлены:

а) тип, форма и размеры залежи; положение тектонических нарушений и их амплитуды (форма и размеры каждого тектонического блока); для литологически ограниченных залежей – границы выклинивания пласта или замещения проницаемых пород непроницаемыми, для стратиграфически экранированных залежей – границы стратиграфического экранирования пластов;

б) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади - места слияния, выклинивания, замещения, геологическая макронеоднородность продуктивных пластов (статистические показатели общей, эффективной и нефте- и газонасыщенной толщины пластов и коллекторов, расчлененности и песчанистости разреза в границах подсчетного объекта, интервалы изменения, средние значения, коэффициенты вариаций, объемы выборки)

в) литологические особенности продуктивного пласта и вмещающих пород – вещественный состав, тип коллектора, коллекторские свойства пород, слагающих пласт (пористость, проницаемость),минеральный и гранулометрический состав коллектора, состав цемента, пористость и трещиноватость (кавернозность), проницаемость, карбонатность и глинистость, остаточная и начальная нефте- и газонасыщенность коллекторов продуктивных пластов, литологические свойства пород-покрышек: вещественный состав, пористость, проницаемость и др.;

г) физико-гидродинамические характеристики: коэффициент вытеснения нефти водой (газом), кривые фазовых проницаемостей, смачиваемость (гидрофобность, гидрофильность), определенные по собственному керну;

д) положения флюидальных контактов (или условных подсчетных уровней) по данным опробования и с учетом промыслово-геофизических материалов, а также контуры нефтегазоносности;

е) состав и свойства нефти и газа в пластовых и стандартных условиях, а также содержащихся в них попутных полезных компонентов:

-давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объемный коэффициент, усадка, сжимаемость;

- физико-химические свойства нефти, дегазированной способом дифференциального разгазирования до стандартных условий: плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температура начала кипения и начала застывания, температура насыщения нефти парафинами, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный состав, компонентный состав;

- физико-химические свойства газа: компонентный состав, плотность по воздуху и абсолютная, сжимаемость;

- физико-химические свойства конденсата: усадка сырого конденсата, количество газа дегазации, плотность, молекулярная масса, начало и конец кипения стабильного конденсата, компонентный и углеводородный состав, содержание парафинов, серы, смол;

- для залежей с повышенной вязкостью нефти, по которым могут быть рассмотрены варианты разработки с применением теплофизических или термохимических методов воздействия на пласт, средние значения коэффициента теплопроводности, удельного теплового сопротивления, удельной теплоемкости (раздельно для пород и жидкости);

ж) состав и свойства пластовых вод и содержащихся в них попутных полезных компонентов;

з) геофизические критерии выделения пород-коллекторов, увязанные с данными по керну;

з) по данным опробования пробуренных скважин и пробной эксплуатации отдельных скважин – начальные и текущие дебиты нефти, газа и воды, коэффициенты продуктивности скважин, начальные и текущие пластовые давления.

Для отнесения запасов к категории А должны быть установлены:

д) гидропроводность и пьезопроводность;

е) начальные и текущие дебиты нефти, растворённого газа и воды, свободного газа и содержание в нем сырого и стабильного конденсата; коэффициенты продуктивности скважин, величины начальных и текущих пластовых давлений, давления насыщения и начала конденсации, начальное газосодержание нефти, газовый фактор и его изменение во времени;

к) суммарная добыча нефти, газа, конденсата и воды по скважинам и пластам на дату подсчета запасов;

л) гидродинамическая связь отдельных продуктивных пластов и тектонических блоков;

м) наиболее эффективные методы повышения коэффициента извлечения нефти (КИН).

В процессе разработки залежи в скважинах, давших приток воды за контуром нефте- или газоносности, должны быть проведены систематические наблюдения за изменением пластового давления. Гидродинамическую характеристику и химический состав подземных вод месторождений следует сопоставлять с аналогичными данными по другим месторождениям района; с учетом этого сопоставления должны быть охарактеризованы вероятные области питания и разгрузки, величины и направления изменения напоров вод, а также характер изменения химического состава подземных вод изучаемых водоносных горизонтов.

Вопросы и задания

1. Охарактеризуйте требования к изученности месторождений и объектов для подсчета запасов нефти и газа категории В2.
2. Охарактеризуйте требования к изученности месторождений и объектов, для подсчета запасов нефти и газа категории В1.
3. Охарактеризуйте требования к изученности месторождений и объектов, для подсчета запасов нефти и газа категории А.

Список литературы

1. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 N 477. "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов" (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30943).

2. «Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»

Практическое занятие 10

Требования к подсчету и учету начальных и текущих запасов, оценке ресурсов нефти, газа, и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов

Цель: познакомить студентов с требованиями к подсчету и учету начальных и текущих запасов, оценке ресурсов нефти, газа, и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Теоретическая часть

Запасы категории А (разрабатываемые, разбуренные) подсчитываются на разрабатываемых месторождениях (залежах), разбуренных эксплуатационными скважинами и разрабатываемых в соответствии с утвержденным проектным документом

(технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней), степень изученности которых отвечает требованиям к изученности месторождений и в соответствующих границах.

Запасы категории B_1 подсчитываются на разрабатываемых месторождениях (залежах), не разбуренных эксплуатационными скважинами залежей/частей залежей, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней), степень изученности которых отвечает требованиям к изученности месторождений и в соответствующих границах.

Запасы категории B_2 подсчитываются на разрабатываемых месторождениях (залежах), не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным проектным документом (технологическим проектом разработки или дополнением к нему, технологической схемой разработки или дополнением к ней) и в соответствующих границах.

Запасы категории C_1 подсчитываются на не введенных в промышленную разработку месторождениях, на которых может осуществляться пробная эксплуатация или пробная эксплуатация отдельных скважин, степень изученности которых отвечает требованиям к изученности месторождений в границах для запасов категории C_1

Запасы категории C_2подсчитываются на неразведанных частях не введенных в промышленную разработку месторождениях, степень изученности которых отвечает требованиям к изученности месторождений в границах, для запасов категории C_2.

Основным объектом подсчёта запасов нефти и газа является залежь. Подсчет и учет начальных и текущих геологических и извлекаемых запасов нефти и газа и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов проводят по каждой залежи раздельно и по месторождению в целом.

Если залежь состоит из нескольких пластов, характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), то в качестве подсчётного объекта может рассматриваться каждый из этих пластов. Запасы месторождения в целом определяются как сумма запасов всех залежей (всех подсчетных объектов).

При определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчёту и учёту запасы нефти, газа и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов, целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчётами.

Запасы нефти и газа (растворенного, свободного и газа газовых шапок) подсчитываются и учитываются раздельно. Запасы попутных полезных компонентов,

подсчитываются и учитываются также раздельно.

Подсчет начальных и текущих запасов нефти и газа проводится раздельно по залежам с выделением запасов газовой, газонефтяной, газонефтеводяной, газоводяной, нефтяной и водонефтяной зон. Сумма запасов по зонам должна соответствовать запасам всей залежи. Запасы месторождения складываются из суммы запасов учтённых в нём залежей.

Для учета запасов подсчетных объектов (залежей), границы которых выходят за пределы лицензионных участков, запасы нефти, газа и содержащихся в них попутныхполезныхископаемых и компонентов определяются как в целом по месторождению, подсчетным объектам (залежам), так и в границах лицензионных участков (распределенный фонд) и за их пределами (нераспределенный фонд).

В пределах подсчетных объектов подсчёт и учет запасов, а также оценка и учёт ресурсов различных категорий ведется раздельно (D_0).

Для разрабатываемых месторождений дополнительно подсчёт и учет запасов ведется раздельно для каждой зоны насыщения, выделенной на данном подсчетном объекте (газовой, газонефтяной, нефтяной, водонефтяной, газоводонефтяной).

.Для нефтяных залежей содержащих традиционные запасы основным методом подсчёта начальных геологических запасов нефти и газа является объемный метод. Метод материального баланса является вспомогательным и применяется при необходимости для контроля подсчёта запасов разрабатываемых залежей или их участков, охваченных на дату подсчета дренированием.

Для залежей природного газа содержащих традиционные запасы подсчет геологических запасов газа и конденсата выполняется объемным методом. Для месторождений с отбором газа в количестве 30% и более от начальных запасов, отчет по подсчету запасов представлять с обязательным приложением подсчета запасов на основе уравнения материального баланса.

Объемный метод применяется для подсчета начальных геологических запасов нефти и газа, содержащих традиционные запасы, как правило, с использованием цифровых трехмерных геологических и фильтрационных моделей.

Для залежей, содержащих нетрадиционные запасы, подсчет, оценка, учет запасов и ресурсов нефти, газа и попутных полезных компонентов производится с использованием методик, изложенных в отдельных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

Подсчет геологических запасов нефти производится с учётом объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального

разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий. В отдельных случаях для запасов категории B_2, C_1 и C_2 допускается использование данных по свойствам нефтей объектов-аналогов.

Подсчет геологических запасов растворенного газа производится по его содержанию в нефти в пластовых условиях, которое определяется по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб нефти до стандартных условий. В отдельных случаях для запасов категории B_2, C_1 и C_2 допускается использование данных по свойствам нефтей объектов-аналогов.

.Для подсчета остаточных запасов нефти залежей, находящихся в поздней стадии разработки, в зависимости от режима работы залежи, в качестве дополнительного метода, могут применяться различные варианты статистического метода.

.Оценка подготовленных (категории D_0) и локализованных (категории $D_л$) геологических ресурсов нефти и газа на площадях, изученных сейсморазведочными работами, проводится только объемным методом. Форма, размер и условия залегания предполагаемых залежей определяются по результатам геологических и геофизических исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти и газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

Оценка перспективных (категории D_1) и прогнозируемых (категории D_2) ресурсов производится с использованием методов, изложенных в отдельных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

Ресурсы оцениваются и учитываются раздельно по нефти и газу в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек по результатам геологоразведочных работ.

Основным документом подсчёта начальных геологических запасов нефти и газа является подсчётный план, составляемый на основе или структурных карт по кровле подсчётного объекта, или карт поверхности коллекторов этого объекта. Масштабы планов (1:5000—1:50000) зависят от размера и сложности геологического строения залежи. В отдельных случаях, при подсчёте запасов по крупным и уникальным месторождениям, масштаб подсчетных планов может быть принят равным 1:100000.

Для месторождений, находящихся в разработке (категория запасов А, B_1, B_2), извлекаемые запасы нефти, газа конденсата и содержащихся в них попутных полезных компонентов определяются по данным технологических документов на разработку залежей (месторождений) (технологическая схема, проект разработки и дополнения к ним), полученных в результате технико-экономических расчетов за расчетный период по варианту разработки, утвержденному в установленном порядке.

При расчете извлекаемых запасов определяется количество нефти, газа, конденсата и попутных полезных компонентов, которое можно извлечь как за весь срок разработки, так и за рентабельный период.

.Технологический документ (технологическая схема, проект разработки и дополнения к ним) для месторождений, находящихся в разработке (категория запасов А, B_1, B_2), представляется для рассмотрения в Роснедра одновременно с полным подсчетом или оперативным подсчетом геологических запасов.

При изменении ранее утвержденных ГКЗ Роснедра геологических запасов для категорий запасов А, B_1, B_2 более чем на 20%, на экспертизу представляются подсчет геологических запасов и технологическая схема/проект разработки.

.При изменении ранее утвержденных ГКЗ Роснедра геологических запасов менее чем на 20%, на экспертизу представляется оперативный подсчет запасов. При этом для подсчета и учета извлекаемых запасов коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата принимаются утвержденные ранее ГКЗ Роснедра в установленном порядке.

При изменении ранее утвержденных ГКЗ Роснедра извлекаемых запасов и/или изменении проектных решений на экспертизу представляется оперативный подсчет запасов и дополнение к технологической схеме разработки/проекту разработки.

.Все технологические документы должны быть выполнены в соответствии с правилами разработки и правилами проектирования разработки, утвержденными в установленном порядке, и с использованием всей имеющейся на дату подсчета геолого-промысловой информации.

В представленных технологических документах должны быть рассчитаны варианты, основанные на современных методах повышения нефтеоотдачи пластов, апробированные на месторождении или месторождениях-аналогах в установленном порядке.

.Для месторождений, находящихся в разведке (категории C_1 и C_2), расчет извлекаемых запасов осуществляется на основании определения конечного технологического коэффициента извлечения нефти, газа и конденсата (КИН, КИГ, КИК). Расчет извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения осуществляется на основании технико-экономическихрасчетов.

При отсутствии достаточной геолого-промысловой информации для месторождений, находящихся в стадии разведки, допускается использование упрощенных статистических способов определения коэффициента извлечения (КИН, КИГ, КИК):

- метод аналогий;
- покоэффициентный метод;

- эмпирические методы.

Оценка извлекаемых ресурсов и коэффициентов извлечения (КИН, КИК и КИГ) подготовленных (категории D_0) и локализованных (категории $D_л$), перспективных (категории D_1) и прогнозируемых (категории D_2) ресурсов производится с использованием методов, изложенных в отдельных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

Коэффициенты извлечения нефти (КИН), газа (КИГ) и конденсата (КИК) определяется с использованием методов, изложенных в специальных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

Коэффициенты извлечения и извлекаемые запасы природных углеводородов (нефти, газа и конденсата) рассчитываются и учитываются по каждому объекту разработки по рекомендуемым экономически обоснованным вариантам их разработки, обеспечивающим наиболее полное извлечение запасов нефти, газа и конденсата при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ.

Коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата, определенные в рамках проекта пробной эксплуатации месторождения (залежи) не утверждаются и принимаются для сведения. Проект пробной эксплуатации выполняется и представляется в Роснедра для месторождений находящихся в стадии разведки (категория C_1). Основная цель документа – представление на утверждение программы работ по доразведке месторождения и определения его добывных возможностей с целью последующего перевода в разрабатываемые месторождения. Срок действия документа 3-5 лет.

Вопросы и задания

1. Требования к подсчету и учету начальных и текущих запасов, оценке ресурсов нефти, газа, и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов для запасы категории А;
2. Требования к подсчету и учету начальных и текущих запасов, оценке ресурсов нефти, газа, и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов для запасы категории B_1
3. Требования к подсчету и учету начальных и текущих запасов, оценке ресурсов нефти, газа, и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов для запасы категории B_2
4. Требования к подсчету и учету начальных и текущих запасов, оценке ресурсов нефти, газа, и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов для запасы категории C_1
5. Требования к подсчету и учету начальных и текущих запасов, оценке

ресурсов нефти, газа, и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов для запасы категории C_2

6. Дайте характеристику методов подсчета запасов и оценки ресурсов

7. Охарактеризуйте технологические документы, и регламент их представления.

8. Охарактеризуйте методы определения конечного технологического коэффициента извлечения нефти, газа и конденсата (КИН, КИГ, КИК).

Список литературы

1. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 N 477. "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов" (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30943).

2. «Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»

Практическое занятие 11 Подготовленность разведанных месторождений к промышленному освоению

Цель: познакомить студентов с критериями подготовленности разведанных месторождений к промышленному освоению.

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Теоретическая часть

Перевод месторождений из находящихся в разведке в разрабатываемые производится только при условии, что запасы нефти и/ или газа по категории C_1 по основному подсчетному объекту и/ или объекту разработки составляют более 50% от всех запасов объекта и при соблюдении требований к изученности для категории B_1.

Перевод месторождений из находящихся в разведке в разрабатываемые производится при согласовании в установленном порядке первой Технологической схемы разработки по месторождения. .В пробную эксплуатацию месторождения (залежи) может вовлекаться не более 20% от запасов месторождения (залежи).

Запасы месторождений и ресурсы нефти, конденсата, серы, металлов, этана, пропана, бутанов подсчитываются, оцениваются и учитываются в единицах массы (в тысячах тонн).

Запасы месторождений и ресурсы газа приводятся к стандартным условиям (давлению 0,1МПа и температуре 20^0С). Запасы и ресурсы сухого газа, сероводорода,

диоксида углерода, азота подсчитываются, оцениваются и учитываются в миллионах кубических метров, гелия и аргона - в тысячах кубических метров.

Отчеты по подсчету и обоснованию категорий запасов оформляются в соответствии с действующими нормативно методическими документами, утвержденными Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской федерации.

Вопросы и задания

1. При каких условиях производится перевод месторождений из находящихся в разведке в разрабатываемые?
2. Охарактеризуйте условия, определяющие подготовленность разведанных месторождений и залежей нефти и газа для промышленного освоения (соотношение запасов различных категорий).

Список литературы

1. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 N 477. "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов" (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30943).

2. «Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»

Практическое занятие 12 Подсчет запасов конденсата и попутных полезных компонентов в газоконденсатной залежи

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

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Актуальность темы: знания о методах подсчета запасов конденсата и попутных полезных компонентов в газоконденсатной залежи необходимы в процессе подготовки данных для составления проектных документов при промышленном использовании залежей углеводородов и для обеспечения эффективного освоения недр.

Теоретическая часть

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 ^{O}C и P=0,1 МПа).

Схема исследования пластовой газоконденсатной системы может быть представлена в следующем виде (рисунок 19.1)

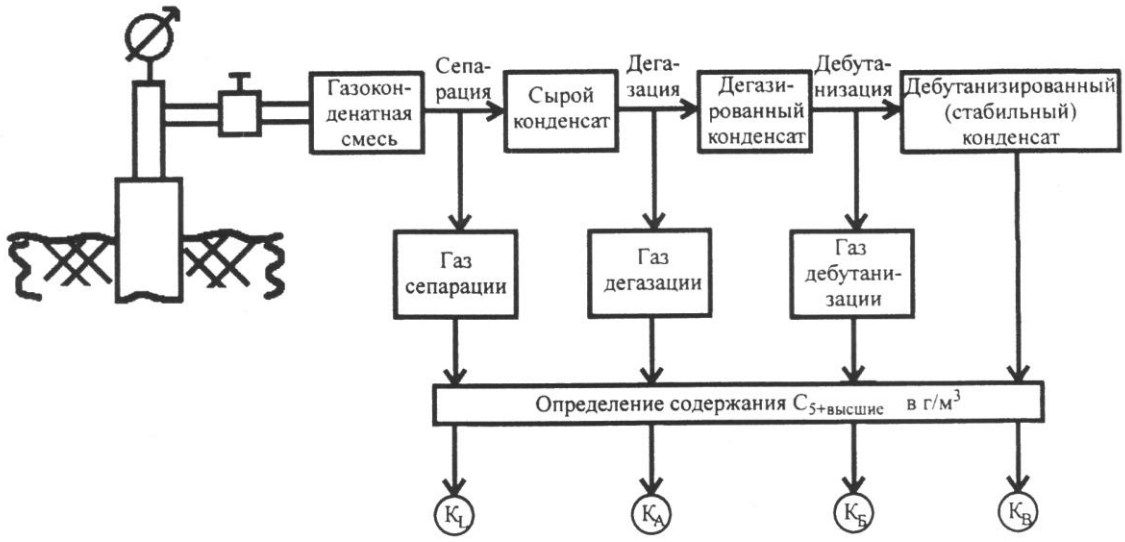


Рисунок 12.1 - Схема исследования пластовой газоконденсатной системы

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;
- дебутанизированного 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 дебутанизированном конденсате (см^3).

Вопросы и задания

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:

$$X_{Li} = \frac{Y_{Li} \cdot \sum X_{Li}}{100};\ \sum X_{Li} = 1000 \qquad (12.1)$$

Исходные данные и результаты расчетов представлены в таблицах 12.1, 12.2

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

$$\sum X_{Ai} = \frac{a \cdot K_G}{V} \qquad (12.2)$$

где *а* – 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)

$$КГФ = \frac{V_{Ki}}{V_{Гi}},\ см^3/м^3 \qquad (12.3)$$

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

$$X_{Ai} = \frac{Y_{Ai} \cdot \sum X_{Ai}}{100} \qquad (12.4)$$

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

$$\sum X_{Бi} = \frac{\delta \cdot K_G}{V} \qquad (12.5)$$

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

1.5 Определяем количество грамм-молей отдельных компонентов газа дебутанизации:

$$X_{Бi} = \frac{Y_{Бi} \cdot \sum X_{Бi}}{100} \qquad (12.6)$$

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

$$X_{Bi} = \frac{K_G \cdot в \cdot g^{20}_{4(k)} \cdot 24{,}04}{V \cdot M_k} \qquad (12.7)$$

где *в* – содержание жидких углеводородов ($C_{5+высшие}$) дебутанизированном конденсате в объеме контейнера, см^3; $g^{20}_{4(k)}$ – относительная плотность $C_{5+высшие}$ при 20 ^{0}C; $M_к$ – молекулярная масса $C_{5+высшие}$; 24,04 – газовая постоянная.

7. Определяем число грамм-молей отдельных компонентов пластового газа

$$X_i = X_{Li} + X_{Ai} + X_{Бi} + X_{Bi} \qquad (12.8)$$

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

$$Y_i = \frac{X_I}{\sum X_I} 100 \qquad (12.9)$$

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 *($V_{г0}$)* и о начальном потенциальном содержании газоконденсата в пластовой газоконденсатной системе *($П_к$)*.

Начальное потенциальное содержание конденсата $П_к$ (г/м^3), 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 *($K_Б$)* и в стабильном (дебутанизированном) конденсате *(K_B)* в граммах из расчета на 1 м^3 пластового газа

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

$$K_L = X_{L_{C_{5+}}} * \frac{M_{L_{C_{5+}}}}{24{,}04} = \frac{Y_{L_{C_{5+}}} \cdot \sum X_{Li}}{100} * \frac{M_{L_{C_{5+}}}}{24{,}04} = \frac{1000}{100} * \frac{Y_{L_{C_{5+}}} \cdot M_{L_{C_{5+}}}}{24{,}04} \qquad (12.10)$$

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

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

$$K_A = X_{A_{C_{5+}}} * \frac{M_{A_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{Y_{A_{C_{5+}}} \cdot \sum X_{Ai}}{100} * \frac{M_{A_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{a \cdot K_G}{V} * \frac{Y_{A_{C_{5+}}} \cdot M_{A_{C_{5+}}}}{24,04} = \quad (12.11)$$

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

$$КА = 0,03 \times ((9,1 \times 152 \times 1,94)/85) = 0,9 \text{ г/м3}$$

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; *а* - количество газа, выделяемое при дегазации сырого конденсата в объеме контейнера, л; K_G - конденсатогазовый фактор, $см^3/м^3$.

2.3 Содержание в газе дебутанизации рассчитываем по формуле

$$K_Б = X_{Б_{C_{5+}}} * \frac{M_{Б_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{Y_{Б_{C_{5+}}} \cdot \sum X_{Бi}}{100} * \frac{M_{Б_{C_{5+}}}}{24,04} = \frac{\delta \cdot K_G}{V} * \frac{Y_{Б_{C_{5+}}} \cdot M_{Б_{C_{5+}}}}{24,04} = \quad (12.12)$$

$$= 0,03 * \frac{\delta \cdot K_G \cdot Y_{Б_{C_{5+}}}}{V}$$

$$КБ = 0,03 \times ((1,1 \times 152 \times 11,45)/85) = 0,7 \text{ г/м3}$$

где $X_{Б_{C_{5+}}}$ - количество грамм-молей жидких УВ ($C_{5+высшие}$) в газе дебутанизации; $Y_{Б_{C_{5+}}}$ - содержание $C_{5+высшие}$ в газе дебутанизации в мольных (объемных) процентах; $\sum X_{Б_{C_{5+}}}$ - общее количество газа дебутанизации (в грамм-молях); $M_{Б_{C_{5+}}}$ - 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 дебутанизированном конденсате рассчитываем по формуле

$$K_B = X_{B_{C_{5+}}} * \frac{M_К}{24,04} = \frac{в \cdot K_G \cdot g^{20}_{4(к)} \cdot 24,04}{V \cdot M_к} * \frac{M_К}{24,04} = \frac{в \cdot K_G \cdot g^{20}_{н(к)}}{V} \quad (12.13)$$

где $X_{B_{C_{5+}}}$ - количество грамм-молей $C_{5+высшие}$ в дебутанизированном (стабильном) конденсате; $M_к$ - молекулярная масса дебутанизированного (стабильного) конденсата; $g^{20}_{4(к)}$ - 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

$$П_к=К_L+К_А+К_Б+К_В=0{,}416\cdot Y_{L_{C_{5+}}}\cdot M_{L_{C_{5+}}}+0{,}03*\frac{a\cdot K_G\cdot Y_{A_{C_{5+}}}}{V}+0{,}03 \qquad (12.14)$$

$$*\frac{\delta\cdot K_G\cdot Y_{Б_{C_{5+}}}}{V}+\frac{в\cdot K_G\cdot g^{20}_{н(к)}}{V}=0{,}416\cdot Y_{L_{C_{5+}}}\cdot M_{L_{C_{5+}}}+\frac{K_G}{V}*(0{,}03*a*Y_{A_{C_{5+}}}+$$

$$+0{,}03*\delta*Y_{Б_{C_{5+}}}+в*g^{20}_{4(к)})$$

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

$$Q_{к0}=V_{г0}*П_к*10^{-3},\ тыс.т \qquad (12.15)$$

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

$$Q_{к.изв.}=Q_{к0}*\eta_к*\eta_г \qquad (12.16)$$

где $\eta_к$ - коэффициент извлечения конденсата; $\eta_г$ - коэффициент извлечения газа, принимается равным 1.

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

$$\eta_к=\frac{П_к-q_{п.пл}}{П_к} \qquad (12.17)$$

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

При Пк<30 г/л величина $\eta_к$:

Определяется по графику зависимости $q_{п.пл}/П_к$ 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 Пк >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 12.2).

Расчет коэффициента извлечения конденсата, производится следующим образом.

Согласно рисунку 12.2, при давлении 0,1МПа количество выделившегося конденсата составило 40 см3/м3. Допустим, что относительная плотность конденсата при давлении 0,1МПа равна 0,783, а начальная потенциальное содержание конденсата составляет 126 г/м3.

Тогда kк=(126-40*0,783)/126=0,752

Если Пк <30 г/м3, определение коэффициента извлечения конденсата ведется на основе зависимости отношения величины пластовых потерь к начальному потенциальному содержанию конденсата (qп.пл/Пк) от фракционного состава конденсата, для температуры, при которых выкипает 90% (рисунок 12.3).

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

kк=1- qп.пл/Пк=1-0,1=0,9.

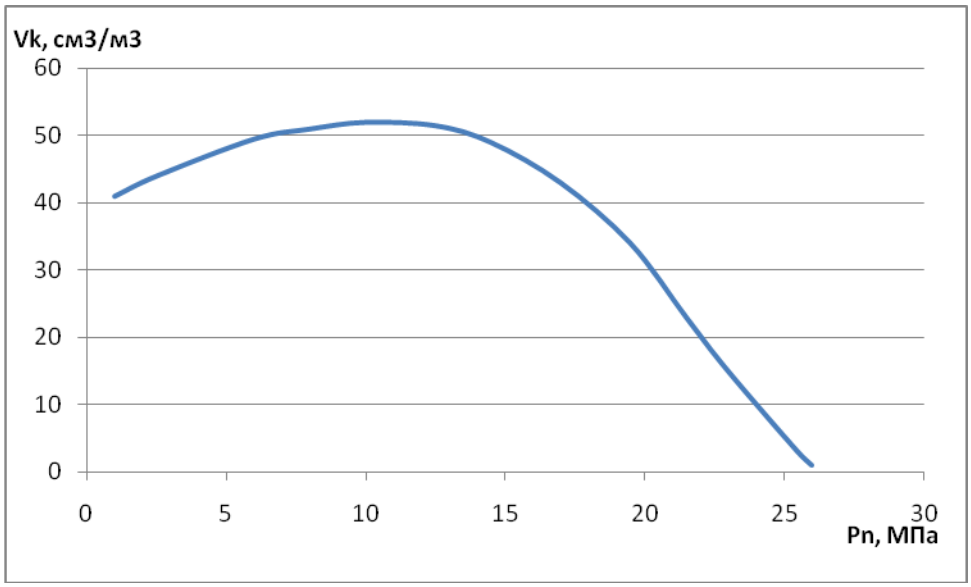


Рисунок 12.2 - Кривая дифференциальной конденсации

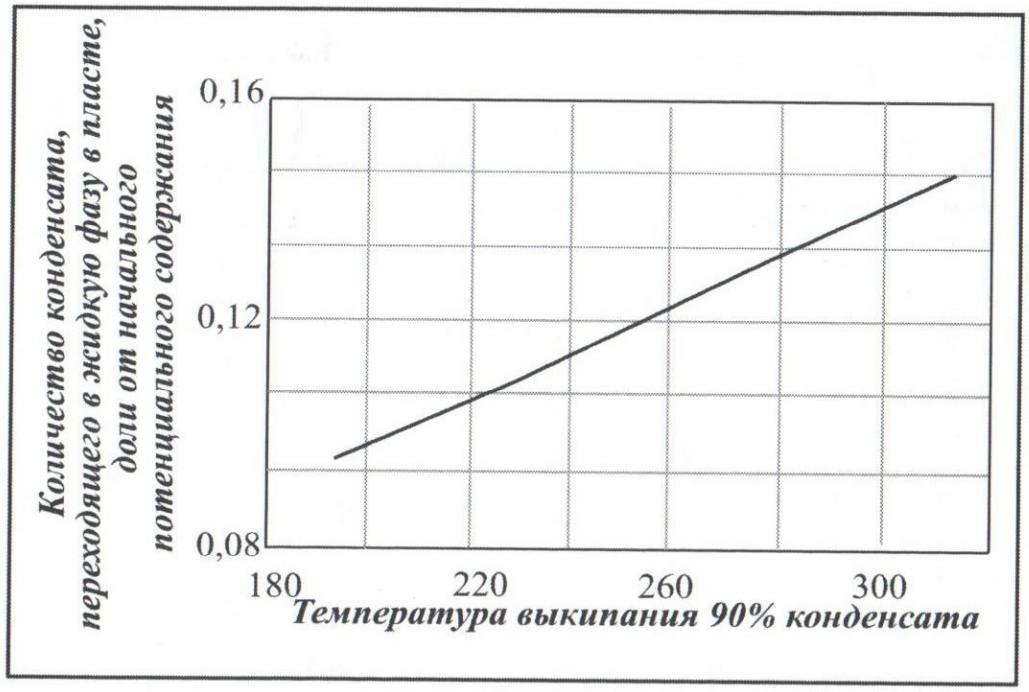


Рисунок 12.3 Зависимость отношения пластовых потерь конденсата к его начальному содержанию в газе

Задание

3.1 По графику (12.2 и 12.3) определить объем оставшегося в бомбе сырого конденсата ($V_{к.ост}$) при Р = 0,1 МПа

3.2; По зависимости 12.18 рассчитать коэффициент извлечения конденсата;

3.3 По зависимостям 12.15 и 12.16 подсчитать извлекаемые запасы стабильного конденсата.

3.3. Результаты расчетов представить в виде таблицы 12.3

Таблица 12.1 Исходные данные к подсчету запасов конденсата

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	
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 $р_к$-0,667; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-15^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-27447 млн.$м^3$
C_2H_6	7,6	15,7	0,9	
C_3H_8	2,9	10,5	29,0	
iC_4H_{10}	0,7	1,9	19,3	
nC_4H_{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_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	
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 $р_к$-0,616; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-20^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-55378 млн.$м^3$
C_2H_6	6,9	10,2	0,5	
C_3H_8	2,1	3,8	30,0	
iC_4H_{10}	0,5	0,9	15,7	
nC_4H_{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_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	
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 $р_к$-0,620; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-10^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-18700 млн.$м^3$
C_2H_6	5,0	17,6	1,2	
C_3H_8	1,7	5,9	27,1	
iC_4H_{10}	0,3	4,0	15,7	
nC_4H_{10}	0,3	4,1	15,7	
$C_{5+высш.}$	2,1	3,7	43	
CO_2	1,4	-	-	
N_2	3,9	-	-	
H_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	
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 $\rho_к$-0,635; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-15^{0}С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-48100 млн.$м^3$
C_2H_6	4,9	21,3	5,8	
C_3H_8	1,9	4,2	10,2	
iC_4H_{10}	0,4	2,6	25,8	
nC_4H_{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_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	
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 $\rho_к$-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_2H_6	2,9	12,6	30,1	
C_3H_8	0,6	5,1	10,2	
iC_4H_{10}	0,2	2,6	5,6	
nC_4H_{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_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида,запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	
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 $\rho_к$-0,728; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,8 л; температура сепарации-25^{0}С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-1790 млн.$м^3$
C_2H_6	10,52	12,36	12,11	
C_3H_8	2,53	10,68	12,36	
iC_4H_{10}	0,46	1,23	14,59	
nC_4H_{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_2S	-	-	-	

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

газа	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	пробы пластового флюида, запасы газа
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 $р_к$-0,683; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-20^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-936 млн.$м^3$
C_2H_6	9,74	19,60	7,64	
C_3H_8	2,01	7,89	14,25	
iC_4H_{10}	0,22	3,25	25,69	
nC_4H_{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_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	
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 $р_к$-0,768; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-15^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-5572 млн.$м^3$
C_2H_6	11,0	15,0	12,3	
C_3H_8	3,9	5,1	16,8	
iC_4H_{10}	0,6	0,8	20,1	
nC_4H_{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_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	
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 $р_к$-0,719; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,7 л; температура сепарации-10^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-1328 млн.$м^3$
C_2H_6	10,3	12,3	14,3	
C_3H_8	2,6	4,5	17,7	
iC_4H_{10}	0,9	7,4	21,3	
nC_4H_{10}				
$C_{5+высш.}$	3,2	5,8	46,7	
CO_2	1,4	-	-	
N_2	4,1	-	-	
H_2S	-	-	-	

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

газа	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	пробы пластового флюида, запасы газа
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 $\rho_к$-0,699; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,5 л; температура сепарации-25^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-2161 млн.$м^3$
C_2H_6	9,54	14,33	17,21	
C_3H_8	3,37	12,61	13,25	
iC_4H_{10}	0,51	7,03	27,40	
nC_4H_{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_2S	-	-	-	

Состав газа	Содержание (мольная доля,%) в газе			Условия и результаты исследования пробы пластового флюида, запасы газа
	сепарации y_i	дегазации y_{Ai}	дебутанизации $Y_{Бi}$	
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 $\rho_к$-0,664; объем газа дебутанизированного в контейнере δ-1,25 л; температура сепарации-15^0С; начальные геологические запасы газа $V_{г.о.}$-1423 млн.$м^3$
C_2H_6	8,95	10,12	25,96	
C_3H_8	3,22	5,63	27,14	
iC_4H_{10}	0,80	4,95	14,5	
nC_4H_{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_2S	-	-	-	

Таблица 12.2 - 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 12.3 – 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 дебутанизированном конденсате	Пластовый газ	
	X_{Li}, г-моль	Y_{Li}, % мол.	X_{Ai}, г-моль	Y_{Ai}, % мол.	$X_{Бi}$, г-моль	$Y_{Бi}$, % мол.	X_{Bi}, г-моль	$X_i = X_{Li} + X_{Ai} + X_{Бi} + X_{Bi}$, г-моль	мол.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH_4									
C_2H_6									
C_3H_8									
iC_4H_{10}									
nC_4H_{10}									
$C_{5+высшие}$									
H_2S									
CO_2									
Сумма	1000	100		100		100			100

$$Yi = \frac{Xi}{\sum Xi} \cdot 100,$$

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?

Список литературы

1. 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.

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

3. 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

Практическое занятие 13 Подсчет запасов нефти графо-аналитическим способом метода материального баланса

Цель: Приобретение навыков подсчёта запасов нефти методом материального баланса. В теоретическом обосновании охарактеризованы условия применения графоаналитического способа метода материального баланса и приведены уравнения материального баланса для различных режимов работы залежей нефти.

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Актуальность темы: знания о методах подсчета запасов нефти графо-аналитическим способом метода материального баланса необходимы в процессе подготовки данных для составления проектных документов при промышленном использовании залежей углеводородов и для обеспечения эффективного освоения недр.

Теоретическая часть

При подсчете запасов нефти в сложных геологических условиях, когда применение объемного метода может привести к большим погрешностям, либо становится вообще невозможным, все более широкое применение находят методы материального баланса.

В зависимости от особенностей геологического строения залежей и режима их работы может быть составлен ряд различных уравнений материального баланса.

Уравнение, наиболее полно аппроксимирующее динамическую модель залежи, получено Ф.А. Гришиным [1] (13.1):

$$Q_{но}=\frac{\sum Q_н[в_1+(r_p-r_0)\upsilon]-(W+\omega_i-\omega)\lambda-g_i\upsilon}{в_1-в_0+\frac{\delta в_0}{\upsilon_0}(\upsilon-\upsilon_0)+\frac{в_0}{1-k_в}(\beta_п+k_в\beta_в)\Delta P} \qquad (13.1)$$

где $Q_{но}$ — геологические запасы нефти в стандартных условиях, м^3; $\sum Q_н$ – накопленная добыча нефти на дату расчета, м^3; r_0 — растворимость газа в нефти при начальном давлении (P_0), м^3/м^3; $r_р$ — средний газовый фактор (отношение накопленной добычи газа к накопленной добыче нефти $\sum Qн$, на дату расчета) в стандартных условиях, м^3/м^3; υ_0 и υ — объемные коэффициенты пластового газа, соответствующие начальному (P_0) и текущему (на дату расчета (P)) давлению; $в_0$ – объемный коэффициент пластовой нефти при давлении $P_о$; $в_1$ – двухфазный объемный коэффициент нефтегазовой смеси (пластовая нефть и газ), $в_1 = в + (r_0 - r) * \upsilon$, где $в$ – объемный коэффициент пластовой нефти при давлении P; r — растворимость газа в нефти при давлении P, м^3/м^3; λ — объемный коэффициент пластовой воды при давлении P; W — объем вошедшей в залежь воды на дату расчета в стандартных условиях, м^3; ω_i – объем закачанной в пласт воды на дату расчета в стандартных условиях, м^3; ω – объем накопленной добычи воды на дату расчета в стандартных условиях, м^3; g_i – объем закачанного в залежь газа на дату расчета в стандартных условиях, м^3; δ – отношение объема пор, занятых на дату расчета газовой шапкой, к объему пор, занятых нефтью; $k_в$ – коэффициент водонасыщенности, доли единицы; $\beta_п$ и $\beta_в$ – коэффициенты сжимаемости породы и связанной воды, МПа$^{-1}$; ΔP – величина снижения пластового давления, $\Delta P = P_0 - P$.

При упруговодонапорном режиме, когда газовый фактор во времени не изменяется и соответствует растворимости газа в нефти ($r_р = r_0 = r$), $в_1 = в$, газовая шапка отсутствует ($\delta = 0$), закачка воды и газа не производится ($\omega_i = 0$, $g_i = 0$), влияние упругих сил связанной воды ничтожно мало и им можно пренебречь, приняв $k_в = 0$ и $\beta_в = 0$, уравнение (13.1) принимает вид:

$$Q_{но}=\frac{\sum Q_н в-(W-\omega)\lambda}{в-в_0+в_0*\beta_п*\Delta P} \qquad (13.2)$$

Поскольку упруговодонапорный режим существует лишь при условии $P > P_{нас}$, объемные коэффициенты $в_0$ и $в$ могут быть выражены через объемный коэффициент нефти при давлении насыщения ($в_{нас}$):

$$в_0 = в_{нас}[1- \beta_н(P_0-P_{нас})], \quad (13.3)$$

$$в = в_{нас}[1- \beta_н(P-P_{нас})], \quad (13.4)$$

где $\beta_н$- коэффициент сжимаемости нефти, $МПа^{-1}$.

Тогда уравнение (13.2) приобретает вид:

$$Q_{но} = \frac{\sum Q_н[1-\beta_н(P-P_{нас})]-(W-\omega)\lambda}{\{\beta_н+\beta_п[1-\beta_н(P_0-P_{нас})]\}\Delta P} \quad (13.5)$$

Использование формулы (13.5) для подсчета запасов нефти при упруговодонапорном режиме требует знания количества вошедшей в залежь воды $W\lambda$, которое может быть определено расчетным путем методами, предложенными М. А. Ждановым, Ф. А. Гришиным, Р. Шилтуисом и др. При этом возникают значительные трудности связанные, в частности, либо с отсутствием на определенных этапах изучения залежи необходимой информации, либо с необходимостью использования параметров, составляющих основу объемного метода, что существенно снижает преимущества методов материального баланса, не требующих знания геометрических характеристик залежи. Поэтому широкое распространение получили различные способы, позволяющие исключить влияние $W\lambda$ на конечный результат подсчета запасов нефти.

Резников А. Н. [2] предлагает решать эту задачу путем сопоставления характеристик работы залежи при упруговодонапорном и замкнуто-упругом режимах.

При замкнуто-упругом режиме внедрение пластовых вод в пределы залежи не происходит, величина $(W - \omega)\lambda = 0$ и ею можно пренебречь. Тогда уравнение (13.5) упрощается;

$$Q_{но}=\frac{\sum Q_н[1-\beta_н(P-P_{нас})]}{\{\beta_н+\beta_п[1-\beta_н(P_0-P_{нас})]\}\Delta P} \quad (13.6)$$

Запасы нефти, рассчитанные по формуле (13.6), в случае работы залежи в условиях упруговодонапорного режима будут превышать истинные на величину, зависящую от $(W - \omega)\lambda$ [4], и представляют собой по существу псевдозапасы ($Q^*_{но}$), величина которых непрерывно возрастает по мере разработки залежи (рисунок 13.1).

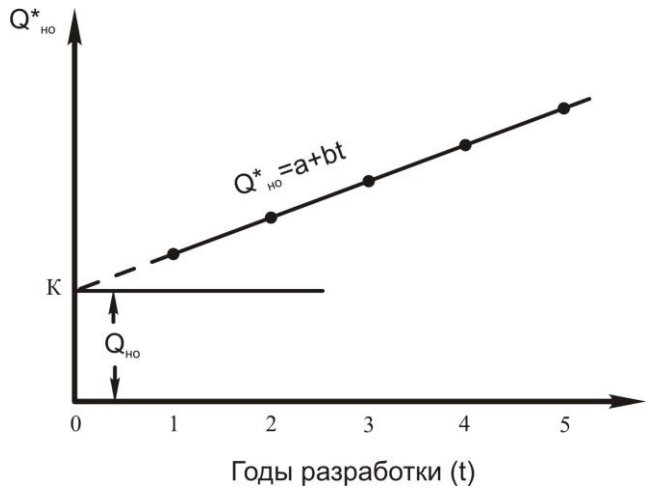


Рисунок 13.1 - Зависимость псевдозапасов нефти от времени разработки залежи

Величина геологических запасов нефти может быть определена графическим путем экстраполяции линии зависимости $Q^*_{но}=f(t)$ до оси ординат, или аналитически по уравнению;

$$Q^*_{но} = a + вt, \qquad (13.7)$$

коэффициенты которого *а* и *в* рассчитываются способом наименьших квадратов [3]. При $t = 0$ $Q_{но} = a$.

Вопросы и задания

1. В соответствии с исходными данными рассчитать величины псевдозапасов нефти на каждый год разработки в соответствии с уравнением (13.5).

2. Построить график зависимости псевдозапасов нефти от времени разработки залежи.

3. Определить величину геологических запасов нефти $Q_{но}$ графическим путем методом (замером величины *а* после экстраполяции линии зависимости $Q^*_{но}=f(t)$ до оси ординат) и или аналитически по уравнению (13.7).

Вопросы для защиты работы:

1. Приведите уравнение, наиболее полно аппроксимирующее динамическую модель залежи, охарактеризуйте параметры, входящие в формулу.
2. Приведите уравнения материального баланса и охарактеризуйте параметры, входящие в формулу для залежи, разрабатывающейся на упруговодонапорном режиме с постоянным газовым фактором во времени без поддержания пластового давления.
3. С какой целью при подсчёте запасов нефти методом материального баланса используется для залежи, характеризующейся упруговодонапорным режимом, формула для замкнуто-упругого режима??
4. Что такое псевдозапасы? Приведите формулу для их расчёта.

5. Каким образом определяются геологические запасы нефти метода материального баланса графоаналитическим способом?

Список литературы

1. Гришин, Ф. А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа / Ф. А.Гришин. – М. : Недра, 1975. – 303 с.

2. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчёт запасов нефти и газа / М. А. Жданов. – М. : Недра, 1970. – 480 с.

3. Гусейнзаде, М.А. Методы математической статистики в нефтяной и газовой промышленности / М. А. Гусейнзаде, Э. В. Калинина, М. Б. Дробкина. – М. : Недра, 1979. – 340 с.

4. Методические указания к подсчёту запасов нефти графо-аналитическим способом метода материального баланса/ Ярошенко А.А. - Грозный 1986

Практическое занятие 14. Подсчёт извлекаемых запасов нефти при упругом режиме по падению пластового давления

Цель: Приобретение навыков подсчёта запасов нефти методом материального баланса. В теоретическом обосновании охарактеризованы условия и расчётные зависимости динамических методов подсчётов запасов нефти для различных режимов работы залежей нефти в сложных коллекторах.

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенци: ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Актуальность темы: знания о методах подсчета запасов нефти при упругом режиме по падению пластового давления необходимы в процессе подготовки данных для составления проектных документов при промышленном использовании залежей углеводородов и для обеспечения эффективного освоения недр.

Теоретическая часть

Оценка запасов нефти объемным методом в сложных коллекторах (например, карбонатных трещинного и трещинно-кавернового типа) сопряжена с большими трудностями. Это обусловлено сложностью определения полезной емкости коллектора и коэффициента нефтеотдачи ($\eta_н$), невозможностью, как правило, достоверного установления начального положения ВНК в период разведки и первых лет разработки залежи. В этих условиях наиболее очевидным становится преимущество динамических

методов подсчета запасов нефти, не требующих знания геологических параметров залежи и ёмкостных свойств пород.

При проявлении упругого (замкнуто-упругого) режима геологические запасы нефти ($Q_{но}$) могут быть определены по формуле материального баланса [1, 2, 3, 4]:

$$Q_{но} = \frac{\sum Q_н в}{в - в_0 + в_0 \beta_п (P_0 - P)}, \qquad (14.1)$$

где $\sum Qн$ – накопленная добыча нефти на дату расчета, м^3; P_0 и P — пластовые давления (начальное и на дату подсчёта запасов) МПа; $в_0$ и $в$ – объемные коэффициенты пластовой нефти при давлении $P_о$ и P (начальный и на дату подсчёта запасов); $\beta_п$ – коэффициент объёмного сжатия пористой среды коллектора, МПа$^{-1}$;

Знаменатель формулы (14.1) представляет собой приращение объёмного коэффициента нефти ($\Delta в$) в процессе разработки залежи до даты подсчёта запасов:

$$\Delta в_0 = в - в_0 + в_0 \ \beta_п(P_0-P) = в - в_0 \ [1 - \beta_п \ (P_0-P)]. \qquad (14.2)$$

Обладая свойствами однородной системы при давлениях выше давления насыщения, пластовая нефть при повышении давления сжимается, а при его снижении расширяется. Степень сжимаемости (расширения) нефти определяется ее составом, количеством растворённого газа, температурой и давлением.

При изотермическом процессе и постоянстве состава нефти, газа и объёма залежи в условиях упругого режима количество нефти, добываемой из пласта на единицу снижения пластового давления, остаётся величиной постоянной. В этом случае имеет место существование функциональной зависимости $\sum Q_н = f(P/\Delta в)$. Для аналитической обработки более удобна полулогарифмическая зависимость $\sum Q_н = f(\lg P/\Delta в)$, график которой показан на рисунке 14.1.

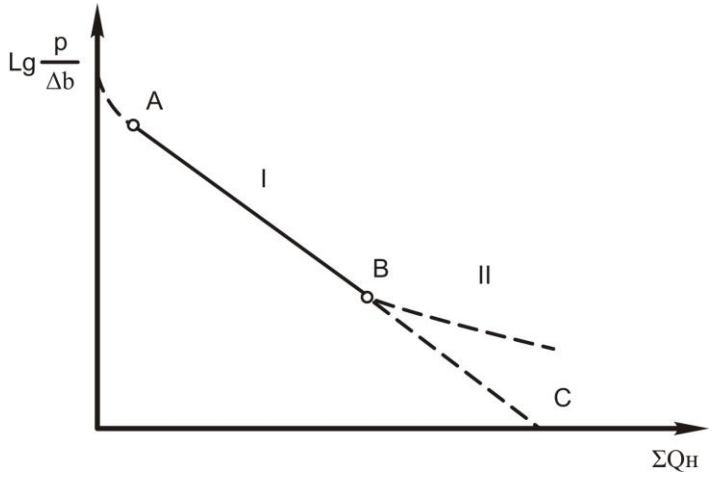


Рисунок 14.1 - График определения извлекаемых запасов нефти по падению пластового давления.

Области проявления режимов: I – упругого, II – упруго-водонапорного.

На приведенном графике четко выделяются два участка. Начальный участок (I), характеризующий проявление упругого режима, отличается резким падением величины ($lgP/\Delta в$) и прямолинейной зависимостью её от $\sum Q_н$. Это свидетельствует о главенствующей роли как вытесняющего агента упругого расширения пластовой нефти и упругого сжатия трещин и каверн. Вторжения краевых (подошвенных) вод в пределы залежи не происходит и законтурная зона в разработке не участвует.

В дальнейшем, если вода начинает вторгаться в пределы залежи и зона влияния эксплуатационных скважин распространяется на водоносную часть горизонта, на графика появляется участок II, описывающий фазу упруго-водонапорного режима. Кривая плавно приближается к горизонтальной оси.

Длина участка I зависит от запаса упругой энергии, а угол наклона — от величины извлекаемых запасов нефти. Однако линейный характер рассматриваемой зависимости устанавливается, как правило, не в первые месяцы разработки, а при отборе из залежи от 1 до 10 % начальных извлекаемых запасов (точка А). Это может объясняться, в первую очередь, погрешностями определения среднего пластового давления в пределах зоны отбора, так как в начале эксплуатации воронки депрессии от первых скважин еще не распространились на всю залежь.

Экстраполяция I участка кривой до пересечения с осью абсцисс (точка С) позволяет определить конечную накопленную добычу нефти, т.е. извлекаемые запасы ($Q_{извл}$). Аналитически эта величина может быть найдена по уравнению прямой:

$$Q_{извл} = c + a \lg \frac{P}{\Delta в}, \qquad (14.3)$$

параметры которого (a и c) рассчитываются по способу наименьших квадратов [5]. При условии $\lg \frac{P}{\Delta в} = 0$ определяются извлекаемые запасы нефти ($Q_{извл} = c$).

Для расчета приращений объемного коэффициента нефти на различные даты разработки залежи ($\Delta в_i$) используется уравнение (14.2), которое принимает вид:

$$\Delta в_i = в_i - в_0[1 - \beta_{n,i}(P_0 - P_i)], \qquad (14.4)$$

где $\Delta в_i$, $\beta_{n,i}$, P_i - значения объемного коэффициента, коэффициента сжимаемости породы и пластового давления, определенные на различные даты разработки залежи.

Начальный объемный коэффициент пластовой нефти ($в_0$) может быть принят по результатам анализов глубинных проб нефти, отобранных в первых скважинах, либо

рассчитанный по данным о молекулярной массе нефти, фракционном составе газа, растворённого в нефти, плотности газа по воздуху.

Для нахождения значений объемных коэффициентов на различные даты разработки залежи ($в_i$) выразим их и начальный объемный коэффициент через объемный коэффициент пластовой нефти при давлении насыщения ($в_{нас}$):

$$в_0 = в_{нас}[1- \beta_{н.о}(P_0-P_{нас})], \quad (14.5)$$

$$в_i = в_{нас}[1- \beta_{н.i}(P_i-P_{нас})], \quad (14.6)$$

где $в_{нас}$ – объёмный коэффициент при давлении насыщения нефти газом; $\beta_{н.о}$ и $\beta_{н.i}$ - коэффициенты сжимаемости пластовой нефти соответственно в интервалах давлений $P_о$-$P_{нас}$ и P_i-$P_{нас}$, 1/МПа.

Из уравнения (14.5) определим $в_{нас}$, значение которого для конкретной залежи остается величиной постоянной:

$$в_{нас} = \frac{в_0}{1-\beta_{н.о}(P_о - P_{нас})} = const. \quad (14.7)$$

Величины $\beta_{н.о}$ и $\beta_{н.i}$ находим с помощью эмпирической формулы, полученной в результате статистической обработки результатов анализов глубинных проб нефти:

$$\beta_н = \frac{10^{-4}}{a + вP}. \quad (14.8)$$

Параметры уравнения (14.8) для различных значений давления насыщения приведены в таблице 14.1.

Таблица 14.1 – Параметры уравнения (14.8)

Давление насыщения, МПа	Параметры уравнения	
	а	*в*
35	- 0,014	0,00076
30	- 0,011	0,00091
25	- 0,0075	0,00107
20	- 0,0035	0,00125
15	- 0,0033	0,00153
10	- 0,0180	0,00165
5	- 0,0367	0,00179

При подсчете запасов нефти значения $\beta_{н.о}$ и $\beta_{н.i}$ могут быть также определены по графику зависимости коэффициента сжимаемости нефти от величины пластового давления (рисунок 14.2).

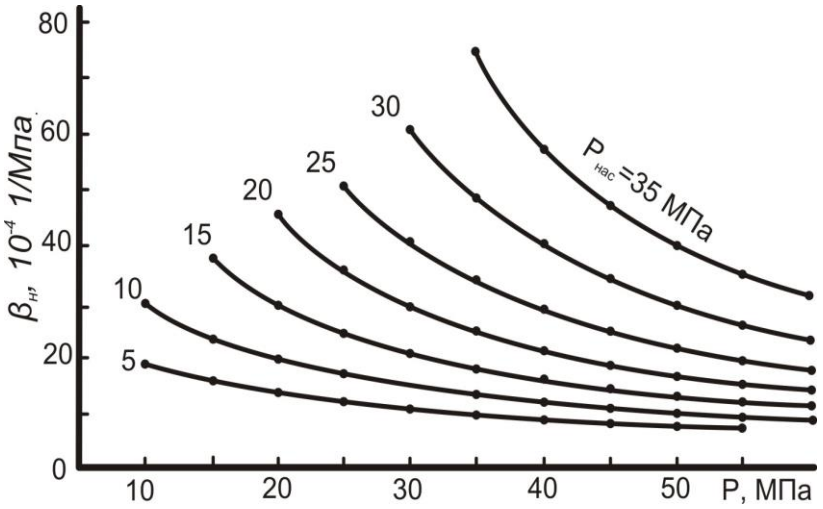


Рисунок 14.2 – График зависимости коэффициента сжимаемости нефти от величины пластового давления

Если для конкретной залежи имеются данные дифференциального дегазирования глубинных проб нефти, то их необходимо использовать для определения значений коэффициентов сжимаемости нефти при различных давлениях.

Определенные трудности вызывает оценка коэффициента сжимаемости пород-коллектора (β_n). В коллекторах со сложной структурой порового пространства этот коэффициент определяется упругими свойствами различных структурных элементов (межзерновое пространство, трещины, изометрические пустоты) и складывается из частных коэффициентов сжимаемости пор матрицы, трещин из каверн [6].

Многолетние исследования В.М. Добрынина [7] показали, что в карбонатных коллекторах, характеризующихся сложной структурой порового пространства, сжимаемость пор коллектора определяется трещиноватостью и кавернозностью. В зависимости от соотношения величины трещинной к кавернозной пористости коэффициент сжимаемости пор может изменяться в широких пределах. При этом максимальной сжимаемостью обладают карбонатные коллекторы преимущественно трещинного типа. Предельное значение коэффициента сжимаемости коллекторов этого типа может быть определено из выражения:

$$\beta_{n.mp} \le \frac{1350 * 10^{-4}}{\sigma - P_i} \cdot \frac{1}{МПа}, \qquad (14.9)$$

где $(\sigma - P_i)$ - максимальное эффективное напряжение, МПа; σ - среднее нормальное напряжение (петростатическое давление), МПа; P_i - текущее пластовое давление, МПа.

Исходя из геостатического закона распределения горного давленая, среднее нормальное напряжение может быть рассчитано по формуле (14.10):

$$\sigma = \frac{\rho_{п.ср} H_{ср}}{10^5}, \tag{14.10}$$

где $\rho_{п.ср}$ - средняя во разрезу плотность осадочных пород (принимается равной 2500 кг/м^3); $H_{ср}$- средняя глубина залегания продуктивного горизонта, м.

Следовательно:

$$\sigma = 0{,}025 H_{ср}, \tag{14.11}$$

где 0,025 — средний градиент давления перекрывающих пород, МПа/м.

Для коллекторов трещинно-кавернового типа [6] коэффициент сжимаемости породы может быть определен по формуле:

$$\beta_{п.тр-кав} = \frac{0{,}3 * 1350 * 10^{-4}}{\sigma - P_i} \cdot \frac{1}{МПа}. \tag{14.12}$$

В качестве примера рассмотрим подсчет запасов нефти для верхнемеловой залежи Октябрьского месторождения.

1. По данным таблицы 14.1 определяются параметры *а* и *в* уравнения (14.8) соответствующие давлению насыщения ($P_{нас}$ =*32,8 МПа*), которые соответственно равны:

$$а=-0{,}0127;\ в=+0{,}00083.$$

2. Рассчитывается коэффициент сжимаемости нефти ($\beta_{н.о}$) при начальном давлении (P_0 — 66,8 МПа) по уравнению (14.8):

$$\beta_{н.о} = \frac{10^{-4}}{а + вP} = \frac{10^{-4}}{0{,}00083 * 66{,}8 - 0{,}0127} = 23{,}40 * 10^{-4} \frac{1}{МПа}.$$

Уравнение (14.8) используется также для расчета коэффициентов сжимаемости нефти ($\beta_{н.i}$) на различные дата разработки залежах при текущих давлениях (P_i):

$$\beta_{н.i} = \frac{10^{-4}}{0{,}00083 * P_i - 0{,}0127}.$$

Результаты расчетов заносятся в таблицу 14.2.

3. По уравнению (14.7) определяется объемный коэффициент пластовой нефти соответствующий давлению насыщения ($в_{нас}$):

$$в_{нас} = \frac{в_0}{1 - \beta_{н.о}(P_о - P_{нас})} = \frac{2{,}230}{1 - (66{,}8 - 32{,}8)23{,}4 * 10^{-4}} = 2{,}423 = const$$

4. Рассчитываются значения текущих объемных коэффициентов ($в_i$.) на различные даты разработки залежи при текущих давлениях (P_i). Расчет производится по формуле (14.6):

$$в_i = в_{нас}[1 - \beta_{н.i}(P_i - P_{нас})] = 2{,}423[1 - \beta_{н.i}(P_i - 32{,}8)]$$

Таблица 14.2 – Исходные данные и результаты расчётов запасов залежи нефти верхнемеловой залежи Октябрьского месторождения методом материального баланса

$H_{ср}$, м	P_o, МПа	$P_{нас}$, МПа	b_o	$b_{нс}$	$\beta_{но}$, 10^{-4}1/МПа		Год разработки, квартал	$\Sigma Q_н$, у. е.	P, МПа	$\beta_н$, 10^{-4}1/МПа	$\beta_п$, 10^{-4}1/МПа	b	Δb	$\frac{P}{\Delta b}$	$\lg\frac{P}{\Delta b}$
4650	66,8	32,8	2,23	2,42	23,4	Известняки трещинно-кавернозные	1	0,06	65,6	23,95	8,00	2,2300	0,0051	12762,6	4,106
							2	0,13	65,2	24,14	7,93	2,2300	0,0065	10300,2	4,013
							3	0,23	64,8	24,34	7,87	2,2300	0,0078	8297,1	3,919
							4	0,47	63,9	24,79	7,74	2,2400	0,0112	5705,4	3756
							5	0,93	62,4	25,58	7,52	2,2400	0,0169	3696,7	3,568
							6	1,75	60,6	26,60	7,28	2,2400	0,0239	2539,8	3,405
							7	2,08	58,9	27,63	7,06	2,2500	0,0307	1916,1	3,282
							II	2,53	57,3	28,69	6,87	2,2500	0,0372	1538,3	3,187
							III	3,04	55,7	29,82	6,69	2,2600	0,0441	1264,2	3,102
							IV	3,62	54,0	31,13	6,51	2,2600	0,0517	1044,9	3,019
							8 I	4,22	52,3	32,56	6,33	2,2700	0,0597	876,5	2,943
							II	4,89	50,0	34,72	6,11	2,2800	0,0712	702,3	2,847
							III	5,53	47,7	37,19	5,91	2,2800	0,0839	568,7	2,755
							IV	6,12	45,5	39,90	5,72	2,3000	0,0974	467,3	2,670
							9 I	6,65	43,2	43,19	5,54	2,3100	0,1134	381,1	2,581
							II	7,15	42,7	43,97	5,51	2,3200	0,1171	364,6	2,562
							III	7,61	41,7	45,64	5,43	2,3200	0,1250	333,6	2,523

5. По формуле (14.11) определяется гидростатическое давление (σ) с учетом средней глубины верхнемеловой залежи ($H_{ср}$=4650 м) и среднего градиента давления перекрывающих пород в Терско-Сунженском нефтегазоносном районе, принимаемого равным 0,025 МПа/м.

$$\sigma = 0{,}025 H_{ср} = 0{,}025 * 4650 = 116{,}25$$

6. Коэффициент сжимаемости верхнемеловых известняков при текущих давлениях (P_i) рассчитывается по формуле (14.12), используемой для пород-коллекторов трещинно-кавернового типа:

$$\beta_{п.тр-кав} = \frac{0{,}3*1350*10^{-4}}{\sigma - P_i} = \frac{405*10^{-4}}{116{,}25 - P_i} \qquad (14.12)$$

Результаты расчетов заносятся в таблицу 14.2.

7. По уравнению (14.4) определяются значения приращений объёмного коэффициента нефти ($\Delta в_i$) на различные этапы разработки залежи:

$$\Delta в_i = в_i - в_0[1 - \beta_{п,i}(P_0 - P_i)] = в_i - 2{,}230[1 - \beta_{п,i}(86{,}8 - P_i)]. \qquad (14.4)$$

Результаты расчетов заносятся в таблицу 14.2.

8. На каждую дату рассчитываются значения $P_i/\Delta в_i$, $\lg\frac{P_i}{\Delta в_i}$.

9. По данным расчётной таблицы строится график зависимости $\Sigma Q_н$ от $\lg\frac{P_i}{\Delta в_i}$ (рисунок 14.3).

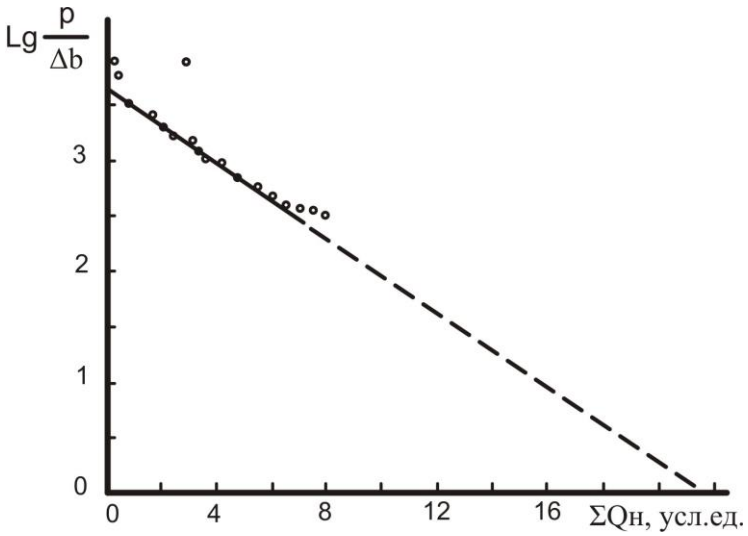


Рисунок 14.3 - График определения извлекаемых запасов нефти верхнемеловой залежи Октябрьского месторождения по падению пластового давления.

Экспраполяция линейного участка зависимости, соответствующего периоду проявления в залежи упругого режима, до пересечения с осью абсцисс позволяет определить извлекаемые запасы нефти.

Для верхнемеловой залежи Октябрьского месторождения величина извлекаемых запасов нефти, определенная по графику (рисунок 14.3), составила 21,4 усл.ед.

Более точный расчет величины извлекаемых запасов может быть осуществлен по уравнению, составленному для прямолинейного участка изучаемой зависимости,

Нахождение параметров *а* и *в* уравнения прямой производится на основе выравнивания исходных данных по способу наименьших квадратов.

Вопросы и задания

1. Определить параметры *а* и *в* уравнения (14.8).

2. Рассчитать коэффициент сжимаемости нефти ($\beta_{н.о}$) и коэффициенты сжимаемости нефти ($\beta_{н.i}$) на различные дата разработки залежи при текущих давлениях (P_i) начальном давлении по уравнению (14.8). Результаты расчетов заносятся в таблицу, аналогичную таблице 14.2.

3. По уравнению (14.7) определить объемный коэффициент пластовой нефти соответствующий давлению насыщения ($в_{нас}$).

4. Рассчитать значения текущих объемных коэффициентов ($в_i$.) на различные даты разработки залежи при текущих давлениях (P_i) по формуле (14.6).

5. По формуле (14.11) определить гидростатическое давление (σ).

6. Рассчитать коэффициент сжимаемости пород при текущих давлениях (P_i) по одной из формул (14.9) или (14.12) в соответствии с типом пород-коллекторов.

7. По уравнению (14.4) определить значения приращений объёмного коэффициента нефти ($\Delta в_i$) на различные этапы разработки залежи.

8. Рассчитать значения $P_i/\Delta в_i$ и $\lg\frac{P_i}{\Delta в_i}$.

9. Построить график зависимости $\Sigma Q_н$ от $\lg\frac{P_i}{\Delta в_i}$.

10. Определить извлекаемые запасы нефти экстраполяцией линейного участка зависимости, соответствующей периоду проявления в залежи упругого режима, до пересечения с осью абсцисс.

Вопросы для защиты работы:

6. Охарактеризуйте преимущества динамических методов подсчёта запасов нефти залежей в сложных карбонатных коллекторах по сравнению с объёмным методом.

7. Приведите расчётную формулу определения запасов нефти методом материального баланса, охарактеризуйте расчётные параметры, входящие в формулу.

8. Как изменяется объём нефти при изменении давления? От каких факторов зависит степень сжимаемости (расширения) нефти?

9. Приведите график определения извлекаемых запасов нефти по падению пластового давления, охарактеризуйте особенности разработки залежей, соответствующие участкам проявления различных природных режимов.

10. Какое уравнение используется для расчёта приращений объемного коэффициента нефти на различные даты разработки?

11. Выразите значения объемных коэффициентов на различные даты разработки залежи (в том числе начальный) через объемный коэффициент пластовой нефти, соответствующий давлению насыщения.

12. Каким образом определяются коэффициенты сжимаемости пластовой нефти на различные периоды разработки залежи?

13. Приведите формулы для расчета коэффициентов сжимаемости для коллекторов трещинного типа и коллекторов трещинно-кавернового типа.

Список литературы

1.Гришин Ф. А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. — М.: Недра, 1975. — 304 с.

2. Жданов М.А, Нефтегазопромысловая геология и подсчёт запасов нефти и газа. — М.: Недра, 1970. — 488 .

3. Резников А.Н., Ярошенко А.А, Об оценке извлекаемых запасов нефти по падению пластового давления в условиях упругого режима. — Геология нефти и газа, 1982, № 1, с.7—I2.

4. Методические указания к подсчёту извлекаемых запасов нефти при упругом режиме по падению пластового давления/ Ярошенко А.А. - Грозный 1985

5. Гусейнзаде М. А., Калинина 3. В., Добкина М. В. Методы математической статистики в нефтяной и газовой промышленности:— М.: Недра, 1979. — 340 с.

6. Изучение карбонатных коллекторов методами промысловой геофизики /Г. М. Золоева, Н. В. Фарманова, Н. В. Царева и др. — М: Недра, 1977. — 176 о.

7. Добрынин М.М. Деформация и изменения физических свойств - коллекторов нефти и газа. — М.: Недра, 1975. 239 с.

Практическое занятие 15 Подсчет потенциальных и остаточных извлекаемых запасов нефти сильно обводненных залежей

Цель: Освоение способов определения запасов нефти в залежах с водонапорным режимом статистическим методом.

В работе даётся краткое теоретическое обоснование применения статистического метода в условиях сильного обводнения залежей нефти и на конкретном примере приводится методика построения математической модели.

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Актуальность темы: знания о методах подсчета запасов нефти сильно обводненных залежей необходимы в процессе подготовки данных для составления проектных документов при промышленном использовании залежей углеводородов и для обеспечения эффективного освоения недр.

Теоретическая часть

В условиях сильного обводнения залежей нефти (свыше 90%) обычный статистический метод подсчета извлекаемых запасов нефти, базирующийся на вероятной производительности скважин не применим, так как скважины в подобных условиях дают преимущественно воду с небольшим содержанием нефти. Анализ разработки сильно обводнившихся залежей Чечено-Ингушетии показал, что на завершающей стадии разработки таких объектов хорошо выдерживается линейная зависимость следующими характеристиками вытеснения - между суммарным отбором нефти из пласта ($\sum Q_н$) и соответствующим ему процентным содержанием нефти в жидкости ($n_н$). Наличие этой зависимости позволяет по заданному процентному содержанию нефти в жидкости определять потенциальные и остаточные извлекаемые запасы нефти, используя линейное уравнение (15.1):

$$\sum Q_н = \alpha + c n_н \qquad (15.1),$$

где $n_н$ – осредненное значение содержания нефти в жидкости, %; $\sum Q_н$ – суммарная накопленная добыча нефти по годам, млн. т; a, с – коэффициенты, которые находятся по фактическим данным за последние *10 – 15* лет эксплуатации при обводнении жидкости свыше 90%.

Для отыскания параметров a и c уравнения (15.1) можно воспользоваться способом наименьших квадратов путем решения пары нормальных уравнений, либо путем составления корреляционного уравнения первого порядка.

Вычисление статистик, необходимых для составления корреляционного уравнения, произведем по схеме, применяемой для случая неравноотстоящих значений случайных величин при малом числе испытаний [1]. Использование этой схемы позволяет не только получить уравнение зависимости изучаемых величин, но и установить тесноту связи между ними, оценить ее коэффициентом корреляции (r), критерием линейности и его основной ошибки.

Нам даны двадцать парных наблюдений (n = 20) суммарной годовой добычи нефти ($\sum Q_н$) и соответствующих значений процентного содержания нефти в жидкости (таблица 15.1).

Таблица 15.1 – Исходные данные для построения математической модели связи содержания нефти в жидкости и накопленной добычи нефти

$\sum Q_н$, усл. ед.	$\eta_в$, %
1,42	6,4
1,44	6,0
1,49	5,5
1,58	4,4
1,61	3,8
1,65	3,0

Для удобства расчетов заменим $\sum Q_н$ через Y, а $n_н$ через X и составим вспомогательную таблицу 15.2.

Таблица 15.2. – Вспомогательная таблица построения математической модели связи содержания нефти в жидкости и накопленной добычи нефти

	Y	*X*	$У^2$	X^2	*XУ*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*
	1,42	6,4	2,02	40,96	9,09
	1,44	6	2,07	36,00	8,64
	1,49	5,5	2,22	30,25	8,20
	1,58	4,4	2,50	19,36	6,95
	1,61	3,8	2,59	14,44	6,12
	1,65	3	2,72	9,00	4,95
$\sum$	9,19	29,10	14,12	150,01	43,94
$\frac{\sum}{n}$	$\overline{Y}$ = 1,53	$\overline{X}$ = 4,85	$\overline{Y}^2$ =2,35	$\overline{X}^2$ = 25,00	$\overline{XY}$ = 7,32

В этой таблице в столбцах 1 и 2 показаны исходные данные *Y* и *X*, в столбцах 3 и 4 их квадраты, а в столбце 5 произведение *X Y*.

В нижней части таблицы приводится сумма ($\sum$) значений каждого столбца, а еще ниже их средние величины, которые вычислены по формулам (15.2)-(15.6):

$$\overline{X} = \frac{\sum X}{n}, \qquad (15.2),$$

$$\bar{Y} = \frac{\sum Y}{n}, \quad (15.3),$$

$$\bar{X}^2 = \frac{\sum X^2}{n}, \quad (15.4),$$

$$\bar{Y}^2 = \frac{\sum Y^2}{n}, \quad (15.5),$$

$$\overline{XY} = \frac{\sum XY}{n}, \quad (15.6),$$

где *n* число парных наблюдений, равное в нашем случае 20.

Располагая средними значениями указанных величин, легко вычислить среднеквадратические отклонения и коэффициент корреляции.

Для этого, пользуясь формулами (15.7) и (15.8), находим дисперсию по *X* и по *Y*:

$$\sigma_x^2 = \bar{X}^2 - (\bar{X})^2 \quad (15.7)$$

$$\sigma_y^2 = \bar{Y}^2 - (\bar{Y})^2 \quad (15.8)$$

$$\sigma_x^2 = 25{,}00 - (4{,}85)^2 = 1{,}48$$

$$\sigma_y^2 = 2{,}35 - (1{,}53)^2 = 0{,}008$$

Тогда среднеквадратические отклонения по *X* и по *Y* будут равны:

$$\sigma_x = \pm\sqrt{1{,}48} = \pm 1{,}22;$$

$$\sigma_y = \pm\sqrt{0{,}008} = \pm 0{,}087$$

Пользуясь формулой (15.9) вычислим коэффициент корреляции *r*:

$$r = \frac{\overline{XY} - \bar{X} * \bar{Y}}{\sigma_x * \sigma_y} \quad (15.9)$$

$$r = \frac{7{,}32 - 4{,}85 * 1{,}53}{1{,}22 * 0{,}087} = -0{,}994$$

Для оценки линейности выявленной зависимости определим критерий линейности ζ (15.10) и его ошибку σ_ζ (15.11):

$$\zeta = 1 - r^2 \quad (15.10)$$

$$\zeta = 1 - (0{,}994)^2 = 0{,}13$$

$$\sigma_\zeta = \pm\sqrt{\frac{\zeta}{n}} \quad (15.11)$$

$$\sigma_\zeta = \pm\sqrt{\frac{0{,}13}{6}} = \pm 0{,}046$$

Найдем отношение этих величин:

$$\frac{\zeta}{\sigma_\zeta} = \frac{0{,}13}{0{,}046} = 0{,}277$$

Значение этого параметра меньше единицы, что свидетельствует о линейной зависимости между X и Y. Корреляционное уравнение, выражающее эту зависимость, будет иметь вид (15.12):

$$Y_x = \overline{Y} + r\frac{\sigma_Y}{\sigma_X}(X_i - \overline{X}) \qquad (15.12)$$

$$Y_x = 1{,}53 + (-0{,}994)\frac{0{,}087}{1{,}22}(X_i - 4{,}85) = 1{,}53 - 0{,}071 X_i + 0{,}343 = 1{,}875 + 0{,}071 X_i$$

При использовании исходных условных обозначений полученная зависимость примет вид (15.13):

$$\sum Q_н = 1{,}875 + 0{,}071 * n_н \qquad (15.13)$$

По исходным данным и результатам расчётов по зависимости (15.13) могут быть построены кривые фактических и теоретических значений накопленной добычи от содержания нефти (рисунок 15.1)

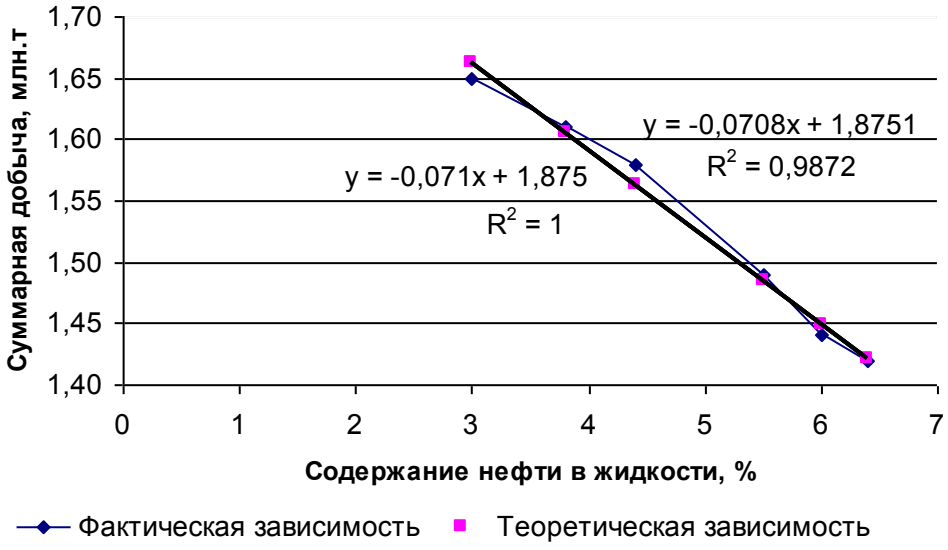


Рисунок 15.1- Кривые фактических и теоретических значений накопленной добычи от содержания нефти

При значении $n_н = 0$ получим ***потенциальные*** извлекаемые запасы нефти, которые будут равны свободному члену уравнения, т.е. при $n_н = 0;\ \sum Q_н = 1{,}88$ млн.т.

Промышленные извлекаемые запасы нефти ($\sum Q_н'$)могут быть найдены по обоснованному конечному значению параметра $n_н$.

Тогда ***остаточные*** извлекаемые запасы нефти определятся по формуле:

$$Q_{н\cdot ост.} = \sum Q_н' - Q_{н\cdot доб.}, \qquad (15.14)$$

где $Q_{н\cdot ост.}$ – остаточные извлекаемые запасы нефти; $\sum Q_н'$ – промышленные извлекаемые запасы нефти (вычисляются по уравнению (15.13) при заданном $n_н$); $Q_{н\cdot доб.}$ – суммарная добыча нефти на дату подсчета.

Вопросы и задания

1. Определить среднегодовое процентное содержание нефти в жидкости ($n_н$,%)

2. По данным о суммарной добыче нефти из пласта по годам ($\sum Q_н$, млн. т) и среднегодовому процентному содержанию нефти в жидкости ($n_н$,%), составить вспомогательную таблицу для построения математической модели связи содержания нефти в жидкости и накопленной добычи нефти.

3. Рассчитать статистики по формулам (15.2)-(15.11), составить математическую модель связи содержания нефти в жидкости и накопленной добычи нефти (15.12).

4. Подсчитать потенциальные и промышленные извлекаемые запасы нефти по сильно обводненным залежам при $n_н = 0$ и $n_н = 0{,}5$ %

5. Вычислить остаточные извлекаемые запасы нефти при $n_н = 0{,}5$ %

6. Рассчитать критерий линейности корреляционного уравнения и его основную ошибку.

7. Составить фактическую (по данным вспомогательной таблицы) и теоретическую (рассчитав величину накопленной добычи по математической модели) кривую зависимости $\sum Q_н$ от $n_н$.

Вопросы для защиты работы:

1. Какая особенность изменения характеристик вытеснения позволяет использовать методы математической статистики?
2. Какая математическая модель используется для подсчёта извлекаемых запасов нефти сильнообводнённых залежей?
3. Приведите расчётные формулы вычисления статистик, необходимых для составления корреляционного уравнения.

4. Приведите расчётные формулы вычисления статистик необходимых для установления тесноты связи между характеристиками вытеснения.
5. С какой целью рассчитывается критерий линейности и его основная ошибка? Приведите расчётные формулы для их оценки.
6. Чем отличаются потенциальные извлекаемые и промышленные извлекаемые запасы нефти? Покажите их на графике.
7. Приведите формулу для расчёта остаточных извлекаемых запасов?

Список литературы

1. Мовмыга, Г. Т. К вопросу о подсчёте потенциально возможных извлекаемых запасов нефти сильно обводнённых залежей / Г. Т. Мовмыга, В. М. Найдёнов // Геология нефти и газа, 1968 № 9,.

2. Митропольский, А. К. Техника статистических вычислений / А. К. Митропольский. - Физматгиз, 1961 г.

Практическое занятие 16. Построение характеристик вытеснения методом Г.С. Камбарова

Цель: Освоение способов определения характеристик вытеснения методом Г.С. Камбарова

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции: ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Актуальность темы: знания о методах определения определения характеристик вытеснения необходимы в процессе подготовки данных для составления проектных документов при промышленном использовании залежей углеводородов и для обеспечения эффективного освоения недр.

Теоретическая часть

Данный метод, предложен Г.С. Камбаровым в 1974 г.. В основу данного метода положена упрощенная обратная зависимость между $V_н$ и $V_ж$. Проведенные Автором метода исследования выявили наличие связи между накопленной добычей нефти и накопленной добычей жидкости следующего вида

$$V_{н.} = a + \frac{b}{V_{ж}}, \qquad (16.1)$$

где $V_ж$ – накопленная добыча жидкости в пластовых условиях;

$V_н$ – накопленная добыча нефти в пластовых условиях;

a, b – эмпирические коэффициенты.

Уравнение зависимости $V_н = f(V_ж)$ также возможно использовать в двух модификациях, это основное выражение, предложенное Г.С. Камбаровым (1974) (6.1.20), и выражение, преобразованное к линейному виду.

При переходе к линейному виду может быть представлено зависимостью:

$$V_н.V_ж = aV_ж + b. \tag{16.2}$$

Основная и модифицированная (линеризированная) кривые вытеснения характеризуют одну и ту же зависимость, но различаются по результатам проведения операции аппроксимации кривых вытеснения.

Осуществление расчетов по методике Камбарова Г.С. (1974) производится следующим образом. Строится зависимость в координатах $Y = V_н$, $X = 1/V_ж$, для основного метода, и в координатах $Y = V_н \cdot V_ж$, $X = V_ж$ для модифицированного метода. По построенной зависимости определяется участок кривой, по которому необходимо определить эмпирические коэффициенты a, b.

Для выбранных значений по уравнениям (16.20), (16.21) при помощи метода наименьших квадратов определяются коэффициенты линейной аппроксимации a, b.

Приведем уравнение (16.2) к виду

$$V_ж = \frac{b}{V_н - a}. \tag{16.3}$$

Дифференцируя по времени получим

$$\frac{dV_ж}{dt} = \frac{d}{dt}\left(\frac{b}{V_н - a}\right) = \frac{d}{dV_н}\left(\frac{b}{V_н - a}\right)\frac{dV_н}{dt}, \tag{16.4}$$

$$\frac{dV_ж}{dt} = \frac{d}{dV_н}\left(b(V_н - a)^{-1}\right)\frac{dV_н}{dt} = \frac{d}{du}\left(bu^{-1}\right)\frac{du}{dV_н}\frac{dV_н}{dt} \tag{16.5}$$

где $u = V_н - a$.

Тогда,

$$\frac{dV_ж}{dt} = \left(-bu^{-2}\right)\frac{dV_н}{dt} = -b\left(V_н - a\right)^{-2}\frac{dV_н}{dt}, \tag{16.6}$$

$$\frac{dV_ж}{dt} = \frac{-b}{\left(V_н - a\right)^2}\frac{dV_н}{dt}. \tag{16.7}$$

Так как $\frac{dV_н}{dV_ж} = f_н$, то возможно определить активные запасы нефти в пластовых условиях задавшись предельным значением нефтесодержания $f_н$

$$1 = \frac{-bf_н}{(V_н - a)^2}. \quad (16.8)$$

Тогда, активные извлекаемые запасы нефти для заданного значения $f_н$ будут определяться из выражения

$$V_н = a - \sqrt{-bf_н}. \quad (16.9)$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводненности $f_в$ будут определяться из выражения

$$V_н = a - \sqrt{bf_н - b}. \quad (16.10)$$

где a, b – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов.

Для рассматриваемых моделей Камбарова Г.С. (1974), максимально возможные извлекаемые запасы нефти при бесконечной промывке пласта, характеризует величина a, при стремлении нефтесодержания $f_н \to 0$, значение $V_{н.извл.} \to a$, тогда

$$V_{н.извл.\max} = a. \quad (16.11)$$

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению $V_н$, можно определить как:

$$V_ж = \frac{b}{V_н - a}. \quad (16.12)$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению $V_н$, можно определить как

$$V_в = \frac{b}{V_н - a} - V_н. \quad (16.13)$$

Вопросы и задания

1. Каким образом определяют активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводненности?
2. Каким образом определяют максимально возможные извлекаемые запасы нефти при бесконечной промывке пласта
3. Каким образом определяют прогнозную накопленную добычу жидкости?
4. Каким образом определяют прогнозную накопленную добычу воды?

Список литературы

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

2. 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

3. 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

Практическое занятие 17. Построение характеристик вытеснения методами Абызбаева Н.И. и С.Н.Назарова, Н.В.Сипачева.

Цель: Освоение способов определения характеристик вытеснения методами Абызбаева Н.И. и С.Н.Назарова, Н.В.Сипачева.

Формируемые компетенции Данная работа направлена на формирование компетенции: ПСК-3.5 (готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата).

Актуальность темы: знания о методах определения определения характеристик вытеснения необходимы в процессе подготовки данных для составления проектных документов при промышленном использовании залежей углеводородов и для обеспечения эффективного освоения недр.

Теоретическая часть

В настоящее время существуют различные методики построения характеристик вытеснения, дающие иногда довольно существенные различия в величинах начальных извлекаемых запасов. Для получения достаточно простого и точного прогноза коэффициента извлечения нефти лучше выбирать такую систему координат, в которой процесс разработки описывается линейно.

Метод Назарова-Сипачева

При использовании способа С.Н.Назарова, Н.В.Сипачева (способ НС) процесс разработки линейно описывается с помощью уравнения:

$$\frac{V_{ж}}{V_{н}} = a \cdot V_{в} + в, \qquad (17.1)$$

где *а, в* – постоянные величины, определяемые по фактическим результатам эксплуатации пласта;

$V_{ж}, V_{н}, V_{в}$ – накопленный отбор жидкости, нефти и воды с начала разработки.

Величина $\frac{1}{a}$ имеет реальный физический смысл и равна потенциальным извлекаемым запасам нефти в результате бесконечной промывки пласта водой.

$$V_{н}потен = \frac{1}{a}. \tag{17.2}$$

Продифференцируем обе части уравнения (17.2) по времени, считая, что накопленные отборы нефти, воды и жидкости являются функциями времени, а их производные есть отборы в единицу времени (год, сутки). Получим

$$\frac{Q_{ж} \cdot V_{н} - V_{ж} \cdot Q_{н}}{V^{2}_{н}} = a \cdot Q_{в}, \tag{17.3}$$

где $Q_{ж}$, $Q_{н}$, $Q_{в}$ – отборы жидкости, нефти и воды в единицу времени.

Решая совместно уравнения (17.1) и (17.2) и исключая накопленный отбор жидкости, найдем зависимости конечных извлекаемых запасов нефти от обводненности продукции на конечной стадии разработки.

$$V_{н} = V_{н}потен \cdot \left(1 - \sqrt{\frac{(в-1)\cdot(1-f_{в})}{f_{в}}}\right), \tag{17.4}$$

где $f_{в} = \frac{Q_{в}}{Q_{ж}}$ – текущая обводненность продукции.

При использовании методики Камбарова Г.С. и других авторов процесс разработки на поздней стадии описывается уравнением

$$V_{ж} \cdot V_{н} = C \cdot V_{ж} - D, \tag{17.5}$$

где C и D – постоянные величины, которые определяются по фактическим показателям разработки объекта.

В данном уравнении постоянная C соответствует потенциальным извлекаемым запасам нефти данного объекта при бесконечной его промывке.

$$V_{н}потен = C. \tag{17.6}$$

Дифференцируя обе части уравнения по времени, получим

$$Q_{ж} \cdot V_{н} + V_{ж} \cdot Q_{н} = C \cdot Q_{ж}. \tag{17.7}$$

Решая совместно уравнения (17.6) и (17.7), находим зависимость извлекаемых запасов нефти от обводненности.

$$V_{н} = V_{н}потен - \sqrt{D \cdot (1 - f_{в})}. \tag{17.8}$$

Метод Абызбаева

Метод Абызбаева Н.И. (1981) представляет собой определение прогнозных

показателей разработки при построении кривых вытеснения в билогарифмических координатах *Y= ln Vж, X=ln Vн*, т.е. метод представлен зависимостью вида:

$$\ln V_{ж} = a \ln V_{н} + b. \tag{17.9}$$

В основе этого метода лежит зависимость вида:

$$V_{н} = \alpha V_{ж}^{-\beta}, \tag{17.10}$$

т.е. степенная зависимость, показывающая функциональную связь между накопленными отборами нефти и накопленными отборами жидкости.

Рассмотрим *метод Абызбаева Н.И. (1981)*. Из уравнения (17.9) определим зависимость накопленной добычи воды от накопленной добычи нефти $V_{ж}=f(V_{н})$

$$V_{ж} = e^{a \ln V_{н} + b}, \tag{17.11}$$

$$V_{ж} = e^{b} e^{\ln V_{н}^{a}} = e^{b} V_{н}^{a}. \tag{17.12}$$

Дифференцируя уравнение (17.12) по времени получим:

$$\frac{dV_{ж}}{dt} = \frac{d}{dt}\left(e^{b} V_{н}^{a}\right) = \frac{d}{dV_{н}}\left(e^{b} V_{н}^{a}\right)\frac{dV_{н}}{dt}, \tag{17.13}$$

$$\frac{dV_{ж}}{dV_{н}} = a e^{b} V_{н}^{(a-1)}. \tag{17.14}$$

Так как $\frac{dV_{ж}}{dV_{н}} = f_{н}$, то возможно определить активные запасы нефти в пластовых условиях задавшись предельным значением нефтесодержания $f_{н}$

$$\frac{1}{f_{н}} = a e^{b} V_{н}^{(a-1)}. \tag{17.15}$$

Тогда, преобразовав, активные извлекаемые запасы нефти для заданного значения нефтенасыщенности $f_{н}$ будут определяться из выражения

$$V_{н.извл}(f_{н.пред.}) = \left(\frac{1}{a e^{b} f_{н}}\right)^{\frac{1}{a-1}}. \tag{17.16}$$

Активные извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводненности $f_{в}$ будут определяться из выражения

$$V_{н.извл}(f_{в.пред.}) = \left(\frac{1}{a e^{b} (1 - f_{в})}\right)^{\frac{1}{a-1}}, \tag{17.17}$$

где *a, b* – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов коэффициентов.

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению $V_{н.}(f_{н.пред})$ или $V_{н.}(f_{в.пред})$, можно определить как

$$V_{ж} = e^{b} V_{н}^{a} . \quad (17.18)$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению $V_{н.}(f_{н.пред})$ или $V_{н.}(f_{в.пред})$, можно определить как

$$V_{в.} = e^{b} V_{н}^{a} - V_{н} . \quad (17.19)$$

Вопросы и задания

1. Раскрыть методику определения характеристик вытеснения методами Абызбаева Н.И.
2. Раскрыть методику определения характеристик вытеснения методами С.Н.Назарова, Н.В.Сипачева.

Список литературы

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

2. 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

3. 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

Приложение 1

Рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных компонентов

Основное или попутное полезное ископаемое	Попутные компоненты	Промышленная концентрация*
Нефть	Сера Ванадий	0,5 % 120 г/т
Конденсат	Сера	0,5 %
Свободный газ и газ газовых шапок	Этан Пропан-бутаны Сероводород Гелий Азот Двуокись углерода	3 % 0,9 % 0,5 % 0,05 % 15 % 15%
Растворенный газ	Этан Пропан-бутаны Сероводород Гелий	3 % 0,9 % 0,5 % 0,035 %
Пластовые воды	Йод Бром Окись бора Литий Рубидий Цезий Стронций Германий	10 мг/л 200 мг/л 250 мг/л 10 мг/л 3 мг/л 0.5 мг/л 300 мг/л 0,05 мг/л

	Вольфрам Магний Калий	0.03 мг/л 100 г/л 1000 мг/л

**при утверждении соответствующих регламентирующих документов минимальные промышленные концентрации попутных компонентов принимаются в соответствии с регламентирующими документами.*

Приложение 2

Классификация нефтей по содержанию серы

Содержание серы в нефти, %	Типы нефти
До 0,6	Малосернистые
0,61-1,8	Сернистые
1,81-3,5	Высокосернистые
Более 3,5	Особо высокосернистые

Приложение 3

Классификация нефтей по количеству парафинов

Содержание парафинов, %	Типы нефти
Менее 1,5	Малопарафинистые
1,51-6	Парафинистые
более 6	Высокопарафинистые

Приложение 4

Классификация нефтей по содержанию смол и асфальтенов

Содержание смол и асфальтенов, %	Типы нефти
Менее 5	Малосмолистые
5-15	Смолистые
более 15	Высокосмолистые

Приложение 5

Классификация нефтей по плотности

Плотность нефти при 20^0, г/см^3	Типы нефти
до 0.830	Особо легкая
0.831-0.850	Легкая
0.851-0.870	Средняя
0.871-0.895	Тяжелая
более 0.895	Битуминозная

Приложение 6

Классификация нефтей по вязкости

Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	Типы нефти
до 5,0	Незначительной вязкости
от 5,1 до10,0	Маловязкая
от 10,1 до 30,0	Повышенной вязкости
от 30,1 до 200,0	Высоковязкая
более 200,0	Сверхвязкая

Приложение 7

Классификация газовых залежей по содержанию конденсата (С5 + в)

Содержание конденсата (С5+в), г/м^3	Группы месторождений
менее 25	низкоконденсатные
от 25 до100	среднеконденсатные
от 100 до 500	высококонденсатные
более 500	уникальноконденсатные

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по выполнению курсового проекта по дисциплине

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Ставрополь
2019

Методические указания содержат развернутые типовые задания для курсового проектирования, порядок выполнения и последовательность изложения разделов проекта.

Методические указания составлены в соответствии с государственным образовательным стандартом высшего образования, с рабочим учебным планом и программой дисциплины «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа» для студентов специальности 21.05.02 «Прикладная геология».

Составитель: канд. геол. – минерал. наук, доцент Н.В. Еремина,

СОДЕРЖАНИЕ

Введение ..……..……...……..

Содержание ……

Цель, задачи и реализуемые компетенции …….

Формулировка задания ……..……...……

Структура работы ……

Общие требования к написанию и оформлению работы ……

Последовательность выполнения задания …..……...…..……

Критерии оценивания работы ……

Порядок защиты работы ……...…….……

Список рекомендуемой литературы …….…….……

Цель, задачи и реализуемые компетенции

Курсовой проект выполняется студентами специальности 21.05.02 «Прикладная геология» в 9 семестре после прохождения производственной практики.

Базовой дисциплиной для курсового проекта являются «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа» (8 семестр).

Задачи проекта: привитие студенту навыков систематизации и использования фактического материала, теоретических знаний для решения производственных задач, связанных с подсчетом запасов и оценкой ресурсов, навыков постановки и решения задач исследовательского характера.

Для решения геологических вопросов курсового проекта студент должны ознакомиться с опубликованными работами, фондовыми материалами предприятий. В период прохождения практики студент обязан собрать фактические геологические и геолого-промысловые данные, требуемые для выполнения курсового проектирования. При необходимости - провести соответствующие исследования или на базе предприятия, где студент проходит практику, или в лабораториях университета.

Предлагаемые студенту задания позволяют проверить профессиональные компетенции, а именно ПСК-3.5

Индекс	Формулировка:
ПСК-3.5	Готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата

Формулировка задания

Задание на курсовое проектирование включает в себя перечень подлежащих разработке вопросов. В курсовом проекте обязательно приводятся краткие сведения о географо-экономическом положении месторождении и степени его изученности; тектоническом строение района месторождения, литолого-стратиграфической характеристике разреза, сведения о залежах углеводородов в пределах изучаемого месторождения.

Далее необходимо составить модель изучаемой залежи углеводородов в статическом состоянии. С этой целью изучаются геолого-физические свойства продуктивного пласта, физико-химические свойства насыщающих его флюидов, дается характеристика типа, формы и размера залежи и ее режима, приводятся сведения о пластовой температуре и давлении в залежи.

Используя составленную модель залежи и учитывая степень ее изученности, проводится обоснование категории запасов и методов подсчета запасов нефти и газа

(основного и контрольного), подсчетных параметров и производится подсчет запасов нефти и газа по изучаемой залежи. Необходимым и обязательным компонентом работы является определение точности подсчета запасов.

Объем задания определяется руководителем курсового проектирования. При этом необходимо руководствоваться перечнем разделов, приведенных в основном содержании курсового проекта.

Обязательным является составление графических приложений к тексту курсового проекта. Набор рекомендуемых графических приложений варьирует в зависимости от темы курсового проекта и также приводится в основном содержании курсового проекта.

Структура работы

Курсовой проект состоит из введения, основной части (общий, специальный и проектный разделы), заключения, списка использованных источников и графических приложений.

Тема №1

«Детальное изучение геологического строения и подсчет запасов нефти (газа) по залежи _____ продуктивного пласта _____ отложений _____ месторождения»

Значение подсчета запасов нефти и газа для решения народнохозяйственных задач. Основные цели и задачи проекта. Объем - 1-2 стр.

1 Общий раздел

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района

1.2 Состояние изученности месторождения

Приводится степень изученности месторождения на дату составления курсового проекта

1.3 Геологическое строение и нефтегазоносность

1.3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Представляется графически в виде литолого-стратиграфического разреза.

1.3.2 Тектоника

Дается краткая характеристика морфологических особенностей структуры, размеров, степени дислоцированности и изменения структурных планов с глубиной.

1.3.3 Нефтеносность и газоносность разреза

Сведения о всех залежах углеводородов на данном месторождении, их краткая характеристика (в виде таблицы).

Объем общего раздела - 5-7 стр.

2 Специальный раздел

2.1 Детальная геолого-геофизическая характеристика продуктивного пласта

2.1.1 Литологическая характеристика и гранулометрический состав пород

2.1.2 Общая и эффективная толщины пласта

2.1.3 Емкостно–фильтрационные свойства пород

Приводятся сведения о пористости, проницаемости, нефте-, газонасыщенности пород, гидро- и пьезопроводности пласта и закономерности изменения их по площади и разрезу.

2.2 Характеристика геологической неоднородности продуктивного пласта.

Необходимо провести изучение макро- и микронеоднородности по комплексу геологических и промыслово-геофизических данных с использованием схем зональной корреляции, зональных карт и т.д. и оценить степень неоднородности соответствующими коэффициентами.

2.3 Характеристика залежи

Обоснование начального положения контактов флюидов, формы залежи, ее типа и размеров.

Подраздел сопровождается структурной картой с положением контактов и геологическим профильным разрезом с результатами опробования пласта.

2.4 Физико-химические свойства и состав нефти и газа

Сведения приводятся как по поверхностным, так и по глубинным пробам.

2.5 Гидрохимическая и гидродинамическая характеристика продуктивного пласта.

Сведения о типе и составе пластовых вод (краевых и подошвенных), активности вод.

2.7 Термобарические условия залежи

Данные о начальном и текущем пластовом давлении и пластовой температуре.

2.8 Режим залежи

Проводится обоснование режима залежи. Подраздел сопровождается графиком разработки.

Объем специального раздела – 15-20 стр.

3 Проектный раздел

3.1 Обоснование категорий запасов нефти и газа

Подраздел сопровождается планом подсчета запасов.

3.2 Обоснование методов подсчета запасов

Основным методом, обязательным для применения, является объемный метод подсчета запасов нефти (свободного газа). Выбор контрольного метода подсчета запасов

зависит от типа залежи по фазовому состоянию содержащихся в ней углеводородов (нефть или газ) и от режима залежи.

3.3 Обоснование параметров, входящих в формулу подсчета запасов нефти (газа) объемным методом:

3.3.1 Обоснование площади залежи

3.3.2 Обоснование среднего значения эффективной нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщины

3.3.3 Обоснование среднего значения величины коэффициента открытой пористости

3.3.4 Обоснование среднего значения величины коэффициента нефтенасыщенности (газонасыщенности)

3.3.5 Обоснование среднего значения величины пересчетного коэффициента (барического и термического коэффициентов газа)

3.3.6 Обоснование среднего значения величины плотности нефти

3.3.7 Обоснование коэффициента извлечения нефти (газа)

Обоснование всех параметров проводится путем использования вероятностно-статистических методов обработки промыслово-геологических данных с помощью ЭВМ.

3.4 Подсчет запасов нефти (газа) и оценка точности подсчета запасов нефти (газа) объемным методом

3.5 Подсчет запасов растворенного в нефти газа* (конденсата**)

3.6 Подсчет запасов попутных полезных компонентов**

Необходимость подсчета запасов попутных полезных компонентов (этана, пропана, бутанов, сероводорода, газовой серы, углекислого газа, азота, гелия и аргона) определяется существующими нормативными документами, содержащими сведения о минимальных промышленных концентрациях этих компонентов в газе.

3.7 Обоснование параметров, входящих в формулу подсчета запасов нефти (газа) контрольным методом

3.8 Подсчет запасов нефти (газа) контрольным методом

3.9 Сводные данные о запасах нефти и газа

Приводятся сведения о начальных геологических и извлекаемых запасах нефти и растворенного в ней газа (свободного газа) по категориям, их добыче на дату подсчета, а также сведения об остаточных геологических и извлекаемых запасах нефти и растворенного газа (свободного газа) и текущем коэффициенте извлечения нефти (газа) и т.п.

Сведения приводятся в виде таблицы по прилагаемой форме (таблицы 1 и 2).

Общий объем проектного раздела – 15-20 стр.

Заключение

Заключение должно содержать краткие выводы по результатам выполненной работы, оценку полноты решений поставленных задач.

Графические приложения

1. Средненормальный (типовой, сводный) разрез месторождения

2. Геологический профильный разрез

3. Схема детальной корреляции пласта

3. План подсчета запасов

4. Схема результатов опробования скважин

5. Карты эффективных нефтенасыщенных (газонасыщенных) толщин, пористости, проницаемости

_____

*для нефтяных залежей

** для газовых залежей

« Анализ геологоразведочных работ и подсчет запасов нефти (газа) по залежи _____ продуктивного пласта _____отложнеий _____ месторождения».

(тема рекомендуется для студентов специализации 080501 Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений).

Введение

Значение подсчета запасов нефти и газа для решения народнохозяйственных задач. Основные цели и задачи проекта. Объем - 1-2 стр.

1 Общий раздел

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района

1.2 Состояние изученности месторождения

Приводится степень изученности месторождения на дату составления курсового проекта

1.3 Геологическое строение и нефтегазоносность

1.3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза. Представляется графически в виде литолого-стратиграфического разреза.

1.3.2 Тектоника

Дается краткая характеристика морфологических особенностей структуры, размеров, степени дислоцированности и изменения структурных планов с глубиной.

1.3.3 Нефтеносность и газоносность разреза

Сведения о всех залежах углеводородов на данном месторождении, их краткая характеристика (в виде таблицы).

Объем общего раздела - 5-7 стр.

2 Специальный раздел

2.1 Анализ разведочных работ

2.1.1 Цели и задачи разведки

2.1.2 Методика разведки

Приводятся сведения о схеме расположения разведочных скважин, объеме выполненных буровых работ, геологических условиях бурения скважин, степени изученности разреза месторождения, результаты опробования продуктивных пластов; дается заключение по анализу разведки месторождения.

2.2 Характеристика продуктивного пласта и нефтяной (газовой) залежи

Дается детальная геолого-геофизическая характеристика продуктивного пласта, включающая описание литологии, гранулометрического состава, сведения об общей и эффективной толщине пласта, пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности и закономерностях их изменения.

Приводится характеристика нефтяной (газовой) залежи: обоснование начального положения контактов, форма залежи, ее тип и размеры.

Подраздел сопровождается структурной картой с положением контактов и геологическим профильным разрезом с результатами опробования пласта.

2.3 Физико-химические свойства и состав нефти и газа

Сведения приводятся как по поверхностным, так и по глубинным пробам

2.4 Гидрохимическая и гидродинамическая характеристика продуктивного пласта Сведения о типе и составе пластовых вод (краевых и подошвенных), активности вод.

2.5 Термобарические условия залежи

Данные о начальном и текущем пластовом давлении и пластовой температуре.

2.6 Режим залежи

Проводится обоснование режима залежи. Подраздел сопровождается графиком разработки.

3 Проектный раздел

3.1 Обоснование категорий запасов нефти и газа

Подраздел сопровождается планом подсчета запасов.

3.2 Обоснование методов подсчета запасов

Основным методом, обязательным для применения, является объемный метод подсчета запасов нефти (свободного газа). Выбор контрольного метода подсчета запасов

зависит от типа залежи по фазовому состоянию содержащихся в ней углеводородов (нефть или газ) и от режима залежи.

3.3 Обоснование параметров, входящих в формулу подсчета запасов нефти (газа) объемным методом

3.3.1 Обоснование площади залежи

3.3.2 Обоснование среднего значения эффективной нефтенасыщенной (газонасыщенной) толщины

3.3.3 Обоснование среднего значения величины коэффициента открытой пористости

3.3.4 Обоснование среднего значения величины коэффициента нефтенасыщенности (газонасыщенности)

3.3.5 Обоснование среднего значения величины пересчетного коэффициента (барического и термического коэффициентов газа)

3.3.6 Обоснование среднего значения величины плотности нефти

3.3.7 Обоснование коэффициента извлечения нефти (газа)

Обоснование всех параметров проводится путем использования вероятностно-статистических методов обработки промыслово-геологических данных с помощью ЭВМ.

3.4 Подсчет запасов нефти (газа) и оценка точности подсчета запасов нефти (газа) объемным методом

3.5 Подсчет запасов растворенного в нефти газа* (конденсата**)

3.6 Подсчет запасов попутных полезных компонентов**

Необходимость подсчета запасов попутных полезных компонентов (этана, пропана, бутанов, сероводорода, газовой серы, углекислого газа, азота, гелия и аргона) определяется существующими нормативными документами, содержащими сведения о минимальных промышленных концентрациях этих компонентов в газе.

3.6. Обоснование параметров, входящих в формулу подсчета запасов нефти (газа) контрольным методом

3.7. Подсчет запасов нефти (газа) контрольным методом

3.8. Сводные данные о запасах нефти и газа

Приводятся сведения о начальных геологических и извлекаемых запасах нефти и растворенного в ней газа (свободного газа) по категориям, их добыче на дату подсчета, а также сведения об остаточных геологических и извлекаемых запасах нефти и растворенного газа (свободного газа) и текущем коэффициенте извлечения нефти (газа) и т.п. Сведения приводятся в виде таблицы по прилагаемой форме (таблицы 1 и 2)

Общий объем проектного раздела – 15-20 стр.

Заключение

Заключение должно содержать краткие выводы по результатам выполненной работы, оценку полноты решений поставленных задач.

Графические приложения

1. Средненормальный (типовой, сводный) разрез месторождения

2. Геологический профильный разрез

3. Схема детальной корреляции пласта

3. План подсчета запасов

4. Схема результатов опробования скважин

5. Карты эффективных нефтенасыщенных (газонасыщенных) толщин, пористости, проницаемости

Список использованной литературы

В список литературы включаются опубликованные работы (монографии, статьи, учебники и др.), рукописные отчеты, проекты и другие фондовые материалы, используемые для составления курсового проекта. Библиографическое описание должно быть проведено в соответствии с действующими нормами и стандартами.

---

*для нефтяных залежей

** для газовых залежей

Общие требования к написанию и оформлению курсового проекта

Текст курсового проекта излагается кратко, но конкретно и содержательно с освещением основных положений, указанных в плане и подкрепляется ссылками на использованные литературные, фондовые и фактические материалы. Текст должен быть иллюстрирован схемами, графиками, фотоснимками, выкопировками из геологических чертежей в зависимости от необходимости.

Курсовой проект должен быть оформлен в соответствии с существующими требованиями к оформлению курсовых проектов в СКФУ. Все главы и разделы выделяется в соответствии с заданием. Объем курсового проекта не должен превышать 50 страниц машинописного текста.

Кроме обязательных графических приложений могут быть представлены и другие геологические чертежи.

Графические приложения вычерчиваются на ватмане тушью. Допускается использование компьютерной техники при составлении и печати графических приложений. Графические приложения должны быть выполнены в соответствии с

требованиями действующих инструкций на картосоставительские и чертежно-оформительские работы геологоразведочных организаций. Формат листа с графическими приложениями – А1 – А4..

Текст курсового проекта выполняются строго с использованием компьютерной техники. Текст должен иметь следующие параметры:

- формат бумаги А4, бумага белая;
- поля: верхнее – 20 мм, нижнее и левое – 30 мм, правое – 15 мм;
- межстрочное расстояние – полуторное;
- шрифт – Times New Roman Cyr;
- размер шрифта 1.4 пунктов;
- красная строка – 1,25 см;
- рисунки нумеруются снизу, таблицы – сверху;
- страницы нумеруются сверху, по центру.

Последовательность выполнения задания

Выдача задания на курсовое проектирование проводится руководителем курсового проекта первой недели занятий в 9 семестре. Ход выполнения курсового проектирования контролируется руководителем во время проведения консультаций.

Примерный календарный план выполнения курсового проекта выглядит следующим образом: общий раздел – 2 недели; специальный раздел – 5 недель; проектный раздел – 5 недель; составление графических приложений – 2 недели

Критерии оценивания работы

Промежуточная аттестация в форме **курсового проекта**

Максимальная сумма баллов по **курсовому проекту** устанавливается в **100** баллов и переводится в оценку по 5-балльной системе в соответствии со шкалой:

Шкала соответствия рейтингового балла 5-балльной системе

Рейтинговый балл	**Оценка по 5-балльной системе**
88 – 100	Отлично
72 – 87	Хорошо
53 – 71	Удовлетворительно
< 53	Неудовлетворительно

Оценка «отлично» выставляется студенту, если необходимые практические компетенции сформированы, исчерпывающе, последовательно, четко и логически стройно излагает материал курсового проекта, умеет увязывать теорию с практикой, свободно справляется с задачами, вопросами и другими видами применения знаний, причем не

затрудняется с ответом при видоизменении заданий, использует в ответе дополнительный материал, все предусмотренные заданием на курсовой проект учебные задания выполнены, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к максимальному.

Оценка «хорошо» выставляется студенту, если необходимые практические компетенции в основном сформированы, все предусмотренные методическими указания к курсовому проекту учебные задания выполнены, качество их выполнения достаточно высокое. Студент твердо знает материал, грамотно и по существу излагает его, не допуская существенных неточностей в ответе на вопрос, правильно применяет теоретические положения при решении практических вопросов и задач, владеет необходимыми навыками и приемами их выполнения.

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если необходимые практические компетенции в основном сформированы, большинство предусмотренных методическими указания к курсовому проекту учебных задач выполнено, но в них имеются ошибки, при ответе на поставленный вопрос студент допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, наблюдаются нарушения логической последовательности в изложении программного материала.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если он не знает значительной части материала по курсовому проекту, допускает существенные ошибки, неуверенно, с большими затруднениями выполняет обоснование подсчетных параметров, необходимые практические компетенции не сформированы, большинство предусмотренных методическими указания к курсовому проекту учебных заданий не выполнено, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к минимальному

Порядок защиты работы

Защита выполненного курсового проекта проводится в течение пятнадцатой и шестнадцатой недель занятий в 9 семестре. Проект защищается студентом перед комиссией и оформляется протоколом защиты. К защите принимается только проверенный руководителем курсовой проект, включающий в себя пояснительную записку и графические приложения.

Если задание по курсовому проекту не выполнено (полностью или частично), проект к защите представлен быть не может. В этом случае защита проекта проводится только после полного выполнения студентом задания на курсовое проектирование.

При проверке задания, оцениваются:

- последовательность и рациональность выполнения;

- полное и точное изложение информации по теме;

- правильное определение подсчетных параметров;

- графические приложения, подобранные к главам проекта.

При защите курсового проекта оцениваются:

- грамотность и точность подачи теоретического материала;

- правильность выполнения описания предложенного преподавателем задания;

- умение достоверно и четко объяснить ход выполнения задания и обосновать выводы, сделанные в ходе выполнения курсового проекта;

- правильность составления презентации.

Список рекомендуемой литературы

1. 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.

2. 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.

3. 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.

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. Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа / Под ред. Дж.Д. Хона. - М.: Недра, 1988.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Еремина Н.В.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ СТУДЕНТОВ ПО ОРГАНИЗАЦИИ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ И ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Ставрополь 2019

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общая характеристика самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа»
2 План-график выполнения самостоятельной работы
3 Контрольные точки и виды отчетности по ним
4 Методические рекомендации по изучению теоретического материала
5 Методические рекомендации по организации работы с литературой
6 Методические указания по подготовке к экзамену
7. Методические указания по выполнению курсовой работы
Список рекомендуемой литературы

ВВЕДЕНИЕ

Современные стандарты подготовки специалистов предусматривают значительный объем внеаудиторной работы. Освоение программы курса предполагает получение, как теоретических знаний, так и формирование навыков практической работы. Поэтому самостоятельная работа в рамках курса ориентирована как на теоретический, так и на практический аспект.

Самостоятельная работа студентов – это выполнение теоретических и практических заданий студентами по усвоению изучаемой дисциплины «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа».

Дидактические цели самостоятельных занятий:

- формирование профессиональных умений;
- формирование умений и навыков самостоятельного умственного труда;
- мотивирование регулярной целенаправленной работы по освоению специальности;
- развитие самостоятельности мышления;
- формирование убежденности, волевых черт характера, способности к самоорганизации;
- овладение технологическим учебным инструментом.

Самостоятельная работа включает те разделы курса, которые не получили достаточного освещения на лекциях по причине ограниченности лекционного времени и большого объема изучаемого материала.

Методическое обеспечение самостоятельной работы дисциплине состоит из:

1) Определения учебных вопросов, которые студенты должны изучить самостоятельно;
2) Подбора необходимой учебной литературы, обязательной для проработки и изучения;
3) Поиска дополнительной научной литературы, к которой студенты могут обращаться по желанию, если у них возникает интерес в данной теме;
4) Определения контрольных вопросы, позволяющих студентам самостоятельно проверить качество полученных знаний;
5) Организации консультаций преподавателя со студентами для разъяснения вопросов, вызвавших у студентов затруднения при самостоятельном освоении учебного материала.

Самостоятельная работа студента – это особым образом организованная деятельность, включающая в свою структуру такие компоненты, как:

- уяснение цели и поставленной учебной задачи;
- четкое и системное планирование самостоятельной работы;
- поиск необходимой учебной и научной информации;
- освоение собственной информации и ее логическая переработка;
- использование методов исследовательской, научно-исследовательской работы для решения поставленных задач;
- выработка собственной позиции по поводу полученной задачи;

- представление, обоснование и защита полученного решения;
- проведение самоанализа и самоконтроля

1. Общая характеристика самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа»

Цель данной дисциплины:

ознакомление студентов с современными методами и приемами, используемыми в практике подсчета запасов и оценки ресурсов УВ и содержащихся в них компонентов.

Дисциплина Б1.Б.34 «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа» представляет собой дисциплину вариативной части и читается в 8, 9 семестрах.

Компетенции обучающегося, формируемые в результате освоения дисциплины

Индекс	Формулировка:
ПСК-3.5	Готовность производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата

Основными видами самостоятельной учебной деятельности студентов являются:

1) предварительная подготовка к аудиторным занятиям, в том числе и к тем, на которых будет изучаться новый, незнакомый материал.

2) своевременная доработка конспектов лекций;

3) подбор, изучение, анализ и при необходимости – конспектирование рекомендованных источников по учебным дисциплинам;

4) выяснение наиболее сложных, непонятных вопросов и их уточнение во время консультаций;

5) подготовка к контрольным занятиям и экзамену;

6) систематическое изучение периодической печати, научных монографий, поиск и анализ дополнительной информации по учебным дисциплинам.

На самостоятельную работу по дисциплине «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа» специальности 21.05.02 Прикладная геология, специализация отводится 123 академических часа.

Виды самостоятельной работы по дисциплине Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа» могут быть разделены на основные (аудиторные) и дополнительные (внеаудиторные).

Основные виды самостоятельной работы выполняются в обязательном порядке с последующим контролем результатов преподавателем, который проводит практические занятия в студенческой группе.

Дополнительные (внеаудиторные) виды самостоятельной работы выполняются по заданию преподавателя без его непосредственного участия.

Дополнительные виды самостоятельной работы по дисциплине «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа» рекомендуются тем студентам, которые наиболее заинтересованы в изучении этой дисциплины.

К основным (обязательным) видам самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа» относится:

а) самостоятельное изучение теоретического материала;

б) подготовка к лабораторным работам;
в) подготовка к практическим занятиям работам;
г) написание курсового проекта
д) подготовка к экзамену
е)подготовка к зачету с оценкой.

2. 2 План-график самостоятельной работы
Виды и содержание самостоятельной работы; формы их контроля

Код реализуемой компетенции	Вид деятельности студентов	Итоговый продукт самостоятельной работы	Средства и технологии оценки	Обьем часов
	8 семестр			
ПСК-3.5	Подготовка лабораторных работ	Отчет по лабораторным работам, отчет по групповым заданиям	Опрос по отчету	16
ПСК-3.5	Подготовка практических занятий	Отчет по лабораторным работам, отчет по групповым заданиям	Опрос по отчету	7
ПСК-3.5	Самостоятельное изучение тем 6, 8	Конспект	Устный опрос	19
ПСК-3.5	Подготовка к экзамену	Экзамен	Устный опрос	27
			Итого за 8 семестр	**42 +27**
	9 семестр			
ПСК-3.5	Подготовка к практическим занятиям	Отчет по практическим занятиям	Устный опрос, круглый стол	9
ПСК-3.5	Написание курсового проекта	Курсовой проект	Защита	40
ПСК-3.5	Самостоятельное изучение тем 8	Конспект	Устный опрос	5
			Итого за 9 семестр	**54**
			Итого	**96**

3 Контрольные точки и виды отчетности по ним

№ п/п	Вид деятельности студентов	Сроки выполнения	Количество баллов
	8 семестр		
	Лабораторные работы		
1.	Лабораторная работа № 7 Подсчет запасов нефти и	10 неделя	25

	растворенного газа объемным методом		
2.	Лабораторная работа № 8. Подсчет запасов свободного газа по падению пластового давления.	15 неделя	20
	Итого за 8 семестр (лабораторные работы)		**45**
	Практические занятия		
3.	Практическое занятие № 3 Условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории В1 и В2	3 неделя	10
	Итого за 8 семестр (практические занятия)		**10**
	9 семестр		
4.	Практическое занятие № 10. Требования к подсчету и учету начальных и текущих запасов, оценке ресурсов нефти, газа, и содержащихся в них попутных полезных ископаемых и компонентов	4 неделя	15
5.	Практическое занятие № 21. Подсчёт извлекаемых запасов нефти при упругом режиме по падению пластового давления.	10 неделя	25
6.	Практическое занятие № 17. Построение характеристик вытеснения методами Абызбаева Н.И. и С.Н.Назарова, Н.В.Сипачева.	18 неделя	15
	Итого за 9 семестр (практические занятия)		**55**

4 Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Самостоятельное изучение теоретического материала по дисциплине «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа» предусмотрено на всём протяжении курса. Такая работа сопровождает лекционные и практические занятия, промежуточный контроль, и в то же время является отдельным видом самостоятельной работы студента.

Источниками для самостоятельного изучения теоретического курса по дисциплине «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа» выступают:

- учебники по предмету;
- курсы лекций по предмету;
- учебные пособия по отдельным темам;
- научные статьи в периодической геологической печати и рекомендованных сборниках;
- научные монографии.

В ходе лекций раскрываются основные вопросы в рамках рассматриваемых тем, делаются акценты на наиболее сложные и интересные положения изучаемого материала, которые должны быть приняты студентами во внимание. Материалы лекций являются основой для подготовки студентов к практическим занятиям.

Работа с конспектом лекций

Просмотрите конспект сразу после занятий. Отметьте материал конспекта лекций, который вызывает затруднения для понимания. Попытайтесь найти ответы на затруднительные вопросы, используя предлагаемую литературу. Если самостоятельно не удалось разобраться в материале, сформулируйте вопросы и обратитесь на текущей консультации или на ближайшей лекции за помощью к преподавателю.

Каждую неделю отводите время для повторения пройденного материала, проверяя свои знания, умения и навыки по контрольным вопросам и тестам. Умение студентов быстро и правильно подобрать литературу, необходимую для выполнения учебных

заданий и научной работы, является залогом успешного обучения. Самостоятельный подбор литературы осуществляется при подготовке к семинарским, лабораторным занятиям, при написании курсовых работ, научных рефератов.

Выполнение СРС на занятиях с проверкой результатов преподавателем позволяет студентам усваивать изучаемый материал более глубоко, меняется отношение к лекциям, так как без понимания теории предмета, без хорошего конспекта трудно рассчитывать на успех в решении заданий. Это улучшает посещаемость как практических, так и лекционных занятий.

При подготовке к круглым столам тема сообщается студентам заранее. Участники беседы делятся на группы по 8-10 человек, в течение 10—15 мин подготавливают свой вариант решения проблемы. Следующим этапом дискуссии является выступление представителей от каждой группы и защиты своего варианта решения. В конце общего обсуждения ведущий подводит итоги беседы, дает оценку совместно найденного варианта решения.

5. Методические рекомендации по организации работы с литературой

Изучение и анализ литературных источников является обязательным видом самостоятельной работы студентов. Изучение литературы по избранной теме имеет своей задачей проследить характер постановки и решения определенной проблемы различными авторами, аргументацию их выводов и обобщений, провести анализ и систематизировать полученный материал на основе собственного осмысления с целью выяснения современного состояния вопроса.

Проработка отобранного материала обязательно должна идти с одновременным ведением записей прочитанного и своих замечаний. Запись может иметь как форму конспекта, так и выписок, а также картотеку положений, тезисов, идей, методик, что в дальнейшем облегчит классификацию и систематизацию полученного материала. Такого рода записи являются лучшим способом накопления и первичной обработки материал, одной из обязательных форм организации умственного труда.

Планом удобно пользоваться при подготовке к устному выступлению по выбранной теме. Каждый пункт плана должен раскрывать одну из сторон избранной темы, а весь план должен охватывать ее целиком.

Тезисы предполагают сжатое изложение основных положений текста в форме утверждения или отрицания. Они являются более совершенной формой записей и представляют основу для дискуссии. К тому же их легко запомнить.

Аннотация – краткое изложение содержания – дает общее представление о работе.

Резюме кратко характеризует выводы, главные итоги источника.

Конспект является наиболее распространенной формой ведения записей. Основную ткань конспекта составляют тезисы, дополненные доказательствами и рассуждениями. Конспект может быть текстуальным, свободным или тематическим. Текстуальный представляет собой цитатник с сохранение логики работы и структуры текста. Свободный конспект основан на изложении материала в том порядке, который боле удобен автору. В этом смысле конспект представляет собирание воедино мыслей, разбросанных по всей книге. Тематический конспект может быть составлен по нескольким источникам, где за основу берется тема, интерпретируемая по-разному.

Экономию времени дает использование при записях различного рода сокращений, аббревиатуры и т.д. многие используют для регистрации исследуемых тем систему карточек. Преимущество карточек в том, что тема там излагается очень сжато, и они очень удобны в использовании, т.к. их можно разложить на столе, перегруппировать и без труда найти искомую тему.

6. Методические указания по подготовке к экзамену

Перед экзаменом студенту необходимо полностью завершить и защитить практические занятия. При наличии задолженностей по текущей аттестации по данной дисциплине студент к экзамену не допускается. Экзамен по дисциплине предусмотрен в устной форме по билетам.

Вопросы для проверки уровня обученности. Курсивом выделены вопросы повышенного уровня

Знать

1. Сущность действующей на территории РФ Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Основные и попутные полезные ископаемые, попутные полезные компоненты. Понятие запасов и ресурсов.
2. Условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории А.
3. Условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории В.
4. Условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории C_1.
5. Условия отнесения запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности к категории C_2.
6. Условия отнесения ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности и обоснованности к категории C_3.
7. Условия отнесения ресурсов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов по степени изученности и обоснованности к категориям D_1, $D_{1л}$ и D_2.
8. Группы запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата.
9. Назначение запасов и ресурсов нефти, газа и конденсата.
10. Условия, определяющие подготовленность разведанных месторождений и залежей нефти и газа для промышленного освоения (соотношение запасов различных категорий).
11. Единицы измерения подсчётных параметров и запасов основных и попутных полезных ископаемых, полезных компонентов.
12. Основные классификационные признаки месторождений (залежей) нефти и газа по размерам запасов, и сложности геологического строения, по начальному фазовому состоянию и составу основных углеводородных соединений, по рабочим дебитам скважин
13. План подсчёта запасов; принципы его составления. Схема обоснования ВНК (ГВК).
14. Объёмный метод подсчёта запасов нефти, сущность метода и геологические условия его применения.
15. Способы определения площади нефтяной залежи.
16. Составление карт эффективных нефтенасыщенных толщин пластовых залежей.
17. *Составление карт эффективных нефтенасыщенных толщин литологически экранированных залежей*
18. *Составление карт эффективных нефтенасыщенных толщин тектонически экранированных залежей*
19. *Составление карт эффективных нефтенасыщенных толщин стратиграфически экранированных залежей.*
20. Способы определения среднего значения эффективной нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта.
21. Понятие коэффициента извлечения нефти (КИН). Способы расчёта проектных величин КИН при водонапорном режиме (использование многомерных статических моделей, покоэффициентный метод).

22. Объёмно-статистический вариант объёмного метода подсчёта запасов нефти; его сущность и условия применения.
23. Сущность и условия применения метода материального баланса для подсчёта запасов нефти. Обобщение формулы М.А. Жданова и Ф.А. Гришина. Характеристика параметров, входящих в уравнение материального баланса и способы их определения.
24. Объёмный метод подсчёта запасов свободного газа. Сущность метода и условия его применения. Способы обоснования параметров, входящих в формулу подсчёта запасов.

Уметь

25. *Составление карт эффективных нефтенасыщенных толщин литологически экранированных залежей*
26. *Составление карт эффективных нефтенасыщенных толщин тектонически экранированных залежей*
27. *Составление карт эффективных нефтенасыщенных толщин стратиграфически экранированных залежей.*
28. Способы определения среднего значения эффективной нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта.
29. Определение объёма залежи с использованием карты изопахит (суммирование вертикальных элементарных объёмов).
30. Определение объёма залежи с использованием карты изопахит (суммирование горизонтальных элементарных объёмов).
31. Определение объема залежи без использования карты изопахит (пластовая сводовая залежь).
32. Определение объема залежи без использования карты изопахит (литологически экранированная залежь).
33. Определение объема залежи без использования карты изопахит (тектонически экранированная залежь).
34. Определение объема залежи без использования карты изопахит (стратиграфически экранированная залежь).
35. Определение объема залежи без использования карты изопахит (метод многоугольников).
36. Определение объема залежи без использования карты изопахит (метод графического интегрирования по профилям).
37. Расчет проектной величины КИН при водонапорном и упруговодонапорном режимах графическим способом (способ М.И. Кочеткова - В.К. Гомзикова).
38. Расчёт фактического значения коэффициента извлечения нефти при водонапорном режиме по заводнённой части залежи
39. Определение коэффициента извлечения нефти при режиме растворённого газа.
40. *Выбор варианта уравнения материального баланса в зависимости от режима работы нефтяной залежи и особенностей её геологического строения.*
41. Определение количества вошедшей в залежь воды при подсчёте запасов нефти методом материального баланса (способ М.А. Жданова).
42. Определение количества вошедшей в залежь воды при подсчёте запасов нефти методом материального баланса (графический способ Ф.А. Гришина).
43. Способы обоснования параметров, входящих в формулу подсчёта запасов свободного газа объемным методом.
44. *Оценка перспективных ресурсов нефти и газа с использованием коэффициента соответствия структур (коэффициента заполнения ловушки).*
45. *Оценка прогнозных ресурсов нефти и газа на осредненную структуру.*
46. *Оценка прогнозных ресурсов нефти и газа по отдельным плотностям запасов.*

Владеть

47. План подсчёта запасов; принципы его составления. Схема обоснования ВНК (ГВК).

48. Способы определения площади нефтяной залежи.
49. Составление карт эффективных нефтенасыщенных толщин пластовых залежей.
50. Способы определения среднего значения коэффициента открытой пористости.
51. Способы определения среднего значения коэффициента нефтенасыщенности.
52. *Подсчёт запасов нефти в условиях упруговодонапорного режима графо-аналитическим способом метода материального баланса.*
53. *Особенности подсчета геологических и извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти для залежей с различными режимами.*
54. *Подсчёт остаточных извлекаемых запасов нефти в сильно обводненных залежах, работающих в условиях водонапорного режима.*
55. Объёмный метод подсчёта запасов свободного газа. Сущность метода и условия его применения. Способы обоснования параметров, входящих в формулу подсчёта запасов.
56. Подсчёт запасов свободного газа по падению пластового давления. Сущность метода и условия его применения.
57. Способы расчёта геологических и извлекаемых запасов газа, растворённого в нефти.
58. Подсчёт геологических запасов содержащихся в пластовом газе этана, пропана и бутанов.
59. Подсчёт геологических запасов содержащихся в пластовом газе сероводорода, газовой серы, углекислого газа, азота, гелия и аргона.

1. Критерии оценивания компетенций

Оценка «отлично» выставляется студенту, если теоретическое содержание курса освоено полностью, без пробелов, необходимые практические компетенции сформированы, исчерпывающе, последовательно, четко и логически стройно излагает материал курса, умеет увязывать теорию с практикой, свободно справляется с задачами, вопросами и другими видами применения знаний, причем не затрудняется с ответом при видоизменении заданий, использует в ответе дополнительный материал, все предусмотренные программой обучения учебные задания выполнены, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к максимальному.

Оценка «хорошо» выставляется студенту, если теоретическое содержание курса освоено полностью, необходимые практические компетенции в основном сформированы, все предусмотренные программой обучения учебные задания выполнены, качество их выполнения достаточно высокое. Студент твердо знает материал, грамотно и по существу излагает его, не допуская существенных неточностей в ответе на вопрос, правильно применяет теоретические положения при решении практических вопросов и задач, владеет необходимыми навыками и приемами их выполнения.

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если теоретическое содержание курса освоено частично, но пробелы не носят существенного характера, необходимые практические компетенции в основном сформированы, большинство предусмотренных программой обучения учебных задач выполнено, но в них имеются ошибки, при ответе на поставленный вопрос студент допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, наблюдаются нарушения логической последовательности в изложении программного материала.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если он не знает значительной части программного материала, допускает существенные ошибки, неуверенно, с большими затруднениями выполняет практические работы, необходимые практические компетенции не сформированы, большинство предусмотренных программой обучения учебных заданий не выполнено, качество их выполнения оценено числом баллов, близким к минимальному

2. Описание шкалы оценивания

Промежуточная аттестация в форме экзамена предусматривает проведение обязательной экзаменационной процедуры и оценивается 40 баллами из 100. Минимальное количество баллов, необходимое для допуска к экзамену, составляет 33 балла. Положительный ответ студента на экзамене оценивается рейтинговыми баллами в диапазоне от **20** до **40** (**20**≤$S_{экз}$≤**40**), оценка **меньше 20** баллов считается неудовлетворительной.

Шкала соответствия рейтингового балла экзамена 5-балльной системе

Рейтинговый балл по дисциплине	**Оценка по 5-балльной системе**
35 – 40	Отлично
28 – 34	Хорошо
20 – 27	Удовлетворительно

3. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и опыта деятельности, характеризующих этапы формирования компетенций

Процедура проведения **экзамена** осуществляется в соответствии с Положением о проведении текущего контроля успеваемости и промежуточной аттестации обучающихся по образовательным программам высшего образования в СКФУ.

В экзаменационный билет включаются три вопроса, характеризующие этапы формирования компетенций. Как минимум один из вопросов билета должен оценивать знания, умения или навыки повышенного уровня.

Для подготовки по билету отводится 20 минут.

Список рекомендуемой литературы

Основная литература

1. Брагин, Юрий Иванович. Нефтегазопромысловая геология [[Текст] :] : статическое геологическое моделирование залежей углеводородов / Ю. И. Брагин, Г. П. Кузнецова. - Москва : Недра, 2013. - 109 с. : ил., табл., цв. ил. ; 24 см. - ISBN 978-5-8365-0407-6.

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

4. 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

5. 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

6. Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа / Под ред. Дж.Д. Хона. - М.: Недра, 1988.

7. Проблемы оценки промышленных запасов нефти и газа в России / Н.Н. Немченко, М.Я. Зыкин, В.И. Пороскун, И.С. Гутман // Геология нефти и газа. - 1998. - №

8. Иванова И.А., Грохотов Е.И. Построение трехмерных геологических

моделей и подсчет запасов углеводородов в программном комплексе DV-GEO. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 108 с.

9. Перевертайло Т.Г., Захарова А.А. Формирование 3D геологических моделей месторождений нефти и газа в среде программного комплекса Petrel («Schlumberger»): практикум. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 93

10. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 N 477 "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов" (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30943).