

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное образовательное учреждение  
высшего образования  
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ  
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Горно-нефтяной факультет  
Кафедра «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных  
месторождений»

## **КУРСОВАЯ РАБОТА**

на тему:

«Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение»

Выполнил: студент гр. \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Проверил: к.ф.-м.н. доцент

Е.Ф. Моисеева

## Содержание

Введение.....	3
1. Геолого-физическая характеристика залежи .....	4
2. Свойства и состав пластовых флюидов.....	6
2.1 Характеристика пластовой воды .....	7
2.2 Состав и свойства газа .....	7
3. Расчетная часть.....	9
3.1 Расчет PVT свойств газа.....	9
3.2 Расчет свойств пластовой нефти.....	14
3.3 Расчет физических свойств пластовой воды.....	16
3.4 Подсчет запасов газа/нефти объемным методом.....	18
Заключение.....	21
Список использованной литературы.....	22

## Введение

Юрхаровское месторождение открыто в 1970 г. и расположено в ЯНАО, за северным Полярным кругом в юго-восточной части Тазовского полуострова в Надым-Пур-Тазовском районе.

Месторождение имеет площадь примерно 260 км<sup>2</sup> и расположено в 50 км к востоку от принадлежащего Газпрому Ямбургского месторождения и приблизительно в 300 км к северу от г. Новый Уренгой.

Западная часть месторождения находится на Тазовском полуострове, а центральная и восточная части расположены на шельфе Тазовской губы, средняя глубина которой составляет 4 м.

Эксплуатационное бурение производится на суше, месторождение осваивается с применением горизонтальных скважин.

Юрхаровское месторождение имеет 1 залежь природного газа, 19 газоконденсатных залежей и 3 нефтегазоконденсатных залежи.

Глубина залегания углеводородов варьируется от 1 000 до 2 950 м, при этом валанжинский горизонт, который характеризуется наличием проницаемого песчаника, является основной областью добычи.

Продуктивные залежи компактно расположены на небольшой географической территории, что повышает эффективность разработки и освоения этих запасов как с точки зрения капитальных вложений, так и с точки зрения операционных затрат.

Лицензией на геологическое изучение и добычу углеводородов владеет НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ, 100% дочернее общество НОВАТЭКа.

Лицензия действует до 2034 г.

Месторождение является основным добывающим активом НОВАТЭКа.

Добыча газа и газового конденсата ведется с 2003 г.

Доказанные запасы (SEC) месторождения на 31.12.2021 составляют 445,6 млрд м<sup>3</sup> газа и 24,2 млн т жидких углеводородов.

С магистральным газопроводом Ямбург-Уренгой месторождение соединяется газопроводом протяженностью 51 км.

Параллельно идет конденсатопровод.

## 1. Геолого-физическая характеристика залежи

Юрхаровское месторождение находится на севере Западносибирской равнины, в зоне северных тундр. Обская губа, на которой оно расположено, имеет вытянутую форму и вдаётся глубоко вглубь континента. На северо-западе находится полуостров Ямал, а на северо-востоке (на значительном удалении) – п-ов Таймыр. Климат характеризуется морозными и очень холодными долгими зимами и коротким умеренно теплым летом. За зиму накапливается большое количество снега. Летом возможны резкие повышения или понижения температуры воздуха, связанные с выносом нагретых воздушных масс с юга или холодных – с севера. Поэтому погода довольно неустойчива.

Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в северной части Уренгойского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области на территории Надымского и Тазовского районов Ямало-Ненецкого автономного округа, введено в промышленную разработку в январе 2003 г. По величине извлекаемых запасов газа относится к уникальным[1].

К месторождению подведены магистральный газопровод (МГ) протяженностью 51 км (соединяется с МГ Ямбург – Уренгой) и конденсатопровод Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК (337 км). Ближайшие разрабатываемые месторождения – Ямбургское (на западе), Северо-Уренгойское (на юге), Находкинское (на северо-востоке).

В тектоническом отношении месторождение контролируется Юрхаровским структурным мысом, являющимся одним из звеньев Медвежье-Ямбургского пояса мегавалов, расположенным в северной части Надым-Тазовской синеклизы. Юрхаровский структурный мыс в свою очередь осложнен одноименным локальным поднятием – структурой III порядка.

Площадь Юрхаровского НГКМ составляет около 260 км<sup>2</sup>. Большинство продуктивных залежей относятся к пластово-сводовому типу и компактно расположены на небольшой территории. Однако почти 90 % запасов месторождения находятся в акватории Тазовской губы.

В разрезе месторождения залежи углеводородов установлены в

следующих ком-плексах:

\*сеноманском (в пласте ПК<sub>1</sub> – газовая залежь);

Залежи углеводородов объединены в семь эксплуатационных объектов: I – ПК<sub>1</sub>; II – ПК<sub>18-19</sub>; III – АУ<sub>7</sub>; IV – БУ<sub>1-2</sub>; V – БУ<sub>3-7</sub>; VI – БУ<sub>8-10</sub>; VII – БУ<sup>1-3</sup> – нефтяные оторочки.

Основными объектами добычи являются валанжинские залежи (IV–VI), в которых сосредоточено 75 % запасов Юрхаровского НГКМ.

Эксплуатационное бурение производится с береговой части, месторождение разрабатывается с применением наклонно направленных и горизонтальных скважин.

В настоящий момент месторождение выведено на проектную мощность 37 млрд м<sup>3</sup> газа и 2,7 млн т конденсата в год.

**Рассмотрим объекты IV и V (пласт БУ<sub>1-2</sub>), (V – БУ<sub>3-7</sub>)**

Пласт БУ<sub>1-2</sub> представляет собой газоконденсатную залежь пластово-сводового типа с эффективными газонасыщенными толщинами от 3 до 94 м, пористостью 0,18–0,21, проницаемостью 30–330 мД, газонасыщенностью 0,7. Основная часть запасов залежи расположена в акватории Тазовской губы.

На текущий момент разработка рассматриваемого пласта ведется 17 эксплуатационными скважинами.

Таблица 1 - СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ ПЛАСТОВ БС4-5 И ЮС 0.

НАИМЕНОВАНИЕ	ИНДЕКС ПЛАСТА	
	БУ <sub>1-2</sub>	БУ <sub>3-7</sub>
1	2	3
Пластовое давление, МПа	25,4	33,2
Пластовая температура, °С	96	126
Давление насыщения, МПа	10,5	17,1
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	76,9	193
Газовый фактор при усл. сепарации, м <sup>3</sup> /т	69	149
Объемный коэффициент	1,218	1,556
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	778	659
Объемный коэфф. при усл. сепарации	1,193	1,443
Вязкость нефти, мПа·с	1,2	0,62
Коэффициент объемной упругости	12,61	22,2

Плотность нефти при усл. сепарации, кг/м <sup>3</sup>	857	820
---	-----	-----

Таблица 2-ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРИЗОНТА БУ<sub>1-2</sub>

ПАРАМЕТРЫ	ЗНАЧЕНИЯ
1	2
Глубина залегания	2430-2720 м
Тип залежи	Литологически экранированная
Тип коллектора	Терригенный поровый
Абсолютная отметка ВНК	2559,2 м
Средняя нефтенасыщенная толщина	11,8 м
Средняя проницаемость	15 мД
Средняя пористость	18 %
Средняя нефтенасыщенность	71 %
Начальное пластовое давление	25,4 МПа
Пластовая температура	80 °С
Вязкость нефти в пластовых условиях	1,34 МПа с
Газовый фактор	68 м <sup>3</sup> / т
Плотность нефти в поверхностных условиях	855 кг/ м <sup>3</sup>
Содержание серы	0,9 %
Содержание парафина в нефти	3,35 %
Содержание смол и асфальтенов в нефти	7,63 %
Температура застывания нефти	- 6 °С

## 2 Свойства и состав пластовых флюидов

Основными солеобразующими компонентами водоносного комплекса являются ионы натрия с калием (5543.0-7289.0 мг/л или 241.0- 316.9 мг/экв.), хлора (9384.0-1191.0 мг/л или 264.6-335.9 мг/экв.), кальция (244.0-992.0 мг/л или 12.2-49.5 мг/экв.), магния (24.0-138.4 мг/л или 2.0-11.4 мг/экв.), гидрокарбоната (97.60-1305 мг/л или 1.6-21.4 мг/экв.). Сульфат-ион обнаружен в трех пробах в количестве 5.0-70.8 мг/л. Воды характеризуются отсутствием нитрат и карбонат-ионов. Содержание магния и йода (соответственно 95.69-139.72 мг/л и 11.7-17.93 мг/л ) представляет промышленный интерес.

Газонасыщенность подземных вод рассматриваемого комплекса Юрхаровского месторождения, замеренная в трех скважинах, составляет 0.75-2.50 м<sup>3</sup>/л[8].

## **2.1 Характеристика пластовой воды**

По данным бурения скважин вода в Юрхаровском месторождении пресная (минерализация – менее 1 г/л). В ней выделяется три водоносных комплекса: современных четвертичных образований, ордовикский и илгинсковерхоленский. Водоносный комплекс современных четвертичных образований содержит верховодку и грунтовые пресные воды, приуроченные к пластам аллювиально-делювиальных отложений.

Основные характеристики:

- Плотность пластовой воды: 1062,681 кг/ м<sup>3</sup>;
- Вязкость пластовой воды: 0,583 мПа\*с;
- Массовую концентрацию растворенных в пластовой воде солей: 10,7%[9].

## **2.2 Состав и свойства газа и конденсата**

По химическому составу газ метановый, содержание метана - 88 – 93 %, в среднем метан составляет 91 %. Содержание этана около 5 %. Содержание углекислого газа - 0,30 %, азота - в среднем 0,55 % .

Среднее содержание пропана 0,87%, бутана-0,050%, пентана 0,017. Относительная плотность газа составляет 0,71 д. е.

Низшая теплотворность способность газа на Юрхаровском газоконденсатном месторождении равна 7912 ккал /м<sup>3</sup>.

Таблица 1 - Состав газа месторождения «Юрхаровское»[10].

Наименование компонента	Химическая формула	Содержание, %
Метан	$\text{CH}_4$	91
Этан	$\text{C}_2\text{H}_6$	5
Пропан (и более высокие гомологи)	$\text{C}_3\text{H}_8$	0,87
Бутан	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	0,050
Пентан	$\text{C}_5\text{H}_{12}$	0,017
Гексан	$\text{C}_6\text{H}_{14}$	<0,12
Углекислый газ	$\text{CO}_2$	0,30
Азот	$\text{N}_2$	0,55

### 3. Расчетная часть

#### 3.1 Расчет PVT свойств газа

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 2

Таблица 2 – Исходные данные для расчета PVT свойств газа:

Компонент	Мольное содержание, %	$M_i, \text{г/моль}$	$V_{кр}, \text{м}^3$	$T_{кр}, \text{К}$	$P_{кр}, \text{МПа}$
Метан	91,0	16	99,6	190,6	4,7
Этан	5	30	147	305	4,98
Пропан	0,87	44	200	369,8	4,33
Бутан	0,05	58	255	408	3,72
Пентан	0,017	72	311	425,2	3,87
Гексан	-	-	-	-	-
Азот	0,55	28	90,4	126	3,29
Углекислый газ	0,30	44	94	304	7,53

1. Коэффициент сверхсжимаемости по формуле В.В. Латонова – Г.Р. Гуревича.

$$z = (0,4 \cdot \lg T_{np} + 0,73)^{P_{np}} + 0,1 \cdot P_{np}, \quad (3.1)$$

где  $P_{np}$  и  $T_{np}$  – приведенные давление и температура, вычисляются по формулам:

$$T_{np} = \frac{T}{T_{нк}}, \quad (3.2)$$

$$P_{np} = \frac{P}{P_{нк}}, \quad (3.3)$$

где  $P_{нк}$ ,  $T_{нк}$  – псевдо-критические давление и температура, определяются по формулам:

$$P_{нк} = \sum P_{ki} \cdot \mu_i = P_{(CH_4)} \cdot \mu_{(CH_4)} + P_{(C_2H_6)} \cdot \mu_{(C_2H_6)} + P_{(C_3H_8)} \cdot \mu_{(C_3H_8)} + P_{(CO_2)} \cdot \mu_{(CO_2)} + P_{(N_2)} \cdot \mu_{(N_2)} \quad (3.4)$$

$$T_{нк} = \sum T_{ki} \cdot \mu_i = T_{(CH_4)} \cdot \mu_{(CH_4)} + T_{(C_2H_6)} \cdot \mu_{(C_2H_6)} + T_{(C_3H_8)} \cdot \mu_{(C_3H_8)} + T_{(CO_2)} \cdot \mu_{(CO_2)} + T_{(N_2)} \cdot \mu_{(N_2)} \quad (3.5)$$

1) Расчет для залежи:

$$\begin{aligned} P_{нк} &= P(CH_4) \cdot \mu_{CH_4} + P(C_2H_6) \cdot \mu_{C_2H_6} + P(C_3H_8) \cdot \mu_{C_3H_8} + \\ &+ P(C_4H_{10}) \cdot \mu_{C_4H_{10}} + P(C_5H_{12}) \cdot \mu_{C_5H_{12}} + P(CO_2) \cdot \mu_{CO_2} + P(N_2) \cdot \mu_{N_2} = \\ &= 0,91 \cdot 4,7 + 0,05 \cdot 4,98 + 0,0087 \cdot 4,33 + 0,0005 \cdot 3,72 + 0,00017 \cdot \\ &\cdot 3,87 + 0,003 \cdot 3,29 + 0,0055 \cdot 7,53 = 4,617 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_{нк} &= T(C_2H_6) \cdot \mu_{C_2H_6} + T(C_3H_8) \cdot \mu_{C_3H_8} + T(C_4H_{10}) \cdot \mu_{C_4H_{10}} + \\ &+ T(C_5H_{12}) \cdot \mu_{C_5H_{12}} + T(CO_2) \cdot \mu_{CO_2} + T(H_2) \cdot \mu_{H_2} + T(O_2) \cdot \mu_{O_2} + T(N_2) \cdot \\ &\cdot \mu_{N_2} + T(N_2) \cdot \mu_{N_2} + T(He) \cdot \mu_{He} + T(Ar) \cdot \mu_{Ar} = \\ &= 0,91 \cdot 190,6 + 0,05 \cdot 305 + 0,0087 \cdot 369,8 + 0,0005 \cdot 408 + 0,00017 \cdot \\ &\cdot \\ &\cdot 425,2 + 0,003 \cdot 126 + 0,0055 \cdot 304 = 232,74 \text{ К.} \end{aligned}$$

Из выше представленных расчетов следует, что:

$$T_{np} = \frac{342}{232,74} = 1,469$$

$$P_{np} = \frac{28,5}{4,617} = 6,173$$

$$z = (0,4 \cdot \lg(1,469) + 0,73)^{6,173} + 0,1 \cdot 6,173 = 0,863$$

2. Плотность газа в пластовых условиях по формуле Клапейрона – Менделеева:

$$\rho(P, T) = \rho_{cm} \cdot \frac{P \cdot T_{cm}}{z(P, T) \cdot P_{cm} \cdot T}, \quad (3.6)$$

где  $\rho_{cm}$  – плотность газа в стандартных условиях = 0,72 кг/м<sup>3</sup>;

$$P_{cm} = 0,1013 \text{ МПа};$$

$$T_{cm} = 293 \text{ К};$$

P – пластовое давление, МПа;

T – пластовая температура, К.

1) Расчет для залежи:

$$\rho(P, T) = 0,72 \cdot \frac{28,5 \cdot 293}{0,863 \cdot 0,1013 \cdot 342} = 279,297 \text{ кг/м}^3$$

3. Вязкость газа по формуле Дина и Стила с уточнением О.В. Калашникова:

$$\mu(R, T) = \mu_{am}(T) + \frac{9,77 \cdot 10^{-5}}{\varepsilon} \cdot (e^{1,415 \cdot \rho_{np}} - e^{3,046 \cdot \rho_{np}^{1,684}}) \quad (3.7)$$

где  $\varepsilon$  – параметр Камерлинг-Оннеса, определяемый по формуле:

$$\varepsilon = T_{нк}^{\frac{1}{6}} \cdot M^{-0,5} \cdot i \quad (3.8)$$

$\mu_{am}$  – вязкость флюида при заданной температуре и атмосферном давлении, рассчитываемая по формуле:

$$\mu_{am}(T) = \frac{166,8 \cdot 10^{-5}}{\varepsilon} \cdot i \quad (3.9)$$

M – молярная масса газа (г/моль), определяемая по формуле

$$M = \sum M_i \cdot \mu_i = M_{(CH_4)} \cdot \mu_{(CH_4)} + M_{(C_2H_6)} \cdot \mu_{(C_2H_6)} + M_{(C_3H_8)} \cdot \mu_{(C_3H_8)} + M_{(CO_2)} \cdot \mu_{(CO_2)} + M_{(N_2)} \cdot \mu_{(N_2)}. \quad (3.10)$$

$V_{кр}$  – критический мольный объем и доля компонента соответственно:

$$V_{кр} = \sum V_i \cdot \mu_i = V_{(CH_4)} \cdot \mu_{(CH_4)} + V_{(C_2H_6)} \cdot \mu_{(C_2H_6)} + V_{(C_3H_8)} \cdot \mu_{(C_3H_8)} + V_{(CO_2)} \cdot \mu_{(CO_2)} + V_{(N_2)} \cdot \mu_{(N_2)}. \quad (3.11)$$

$\rho_{кр}$  – критическая плотность газа, определяемая по формуле:

$$\rho_{кр} = \frac{M}{V_{кр}}. \quad (3.12)$$

$\rho_{пр}$  – приведенная плотность газа, определяемая по формуле:

$$\rho_{пр} = \frac{\rho(P, T)}{\rho_{кр}}. \quad (3.13)$$

1) Расчет для залежи:

$$V_{кр} = 99,6 \cdot 0,9182 + 147 \cdot 0,034 + 200 \cdot 0,0503 + 94 \cdot 0,0014 + 90,1 \cdot 0,0101$$

$\approx 107,55 \text{ м}^3/\text{моль}$ .

$$M = 16 \cdot 0,9182 + 30 \cdot 0,034 + 44 \cdot 0,0503 + 44 \cdot 0,0014 + 28 \cdot 0,0101 = \approx$$

$\approx 18,27 \text{ г}/\text{моль}$

$$\rho_{кр} = \frac{18,27 \cdot 1000}{107,55} = 169,87 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

$$\rho_{пр} = \frac{248,482}{162,553} = 1,746.$$

$$\varepsilon = (232,74)^{\frac{1}{6}} \cdot (16,205)^{-0,5} \cdot \approx$$

$$\mu_{ам}(T) = \frac{166,8 \cdot 10^{-5}}{0,071} \approx \text{мПа} \cdot \text{с}$$

$$\mu(P, T) = 0,01 + \frac{9,77 \cdot 10^{-5}}{0,071} \cdot (e^{1,4515 \cdot 1,746} - e^{3,046 \cdot 1,746^{1,684}}) = 0,034 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

4. Объемный коэффициент определяем по формуле:

$$B_g = \frac{T \cdot P_{ам} \cdot z(P, T)}{T_{см} \cdot P}. \quad (3.14)$$

Расчет для залежи:

$$B_g = \frac{342 \cdot 0,1013 \cdot 0,863}{293 \cdot 28,5} = 0,0055.$$

Таблица 3 – Результаты расчётов PVT свойств газа

Параметр	Обозначение, единицы измерения	Числовое значение
Молекулярная масса	$M$ , г/моль	16,426
Критический мольный объем	$V_{кр}$ , см <sup>3</sup> /моль	102,686
Критическая плотность газа	$\rho_{кр}$ , кг/м <sup>3</sup>	159,963
Приведенная температура	$T_{пр}$	1,469
Приведенное давление	$P_{пр}$	6,173
Коэффициент сверхсжимаемости	$z$	1,089
Плотность газа в пластовых условиях	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	279,297
Приведенная плотность	$\rho_{пр}$	1,746
Параметр Камерлинга- Оннеса	$\varepsilon$	0,071
Вязкость флюида при заданной температуре и атмосферном давлении	$\mu_{ат}$ , мПа * с	0,01
Вязкость газа	$\mu$ , мПа * с	0,034
Объемный коэффициент	$B_g$	0,0036

### 3.2 Расчет свойств пластовой нефти

Исходные данные для расчетов приведены в таблице

Таблица 5 – Исходные данные для расчета свойств пластовой нефти.

Параметр		Пласт
Начальное пластовое давление, МПа		17,2
Начальная пластовая температура, °С		57
Газонасыщенность, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		105
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>		1,757
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>		853
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>		840

1. Объемный коэффициент нефти можно рассчитать по следующей формуле:

$$\begin{cases} b_n = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma_0 \text{ при } \Gamma_0 \leq 400 \text{ м}^3/\text{м}^3, \\ b_n = 1 + 3,63 \cdot 10^{-3} \cdot (\Gamma_0 - 68) \text{ при } \Gamma_0 > 400 \text{ м}^3/\text{м}^3. \end{cases} \quad (3.15)$$

Производим расчет только для залежи АВ<sub>2-3</sub> (так как залежь АВ<sub>1</sub> – газовая):

$$b_n = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 105 = 1,32$$

2. Плотность газонасыщенной нефти определяется по формуле:

$$\rho_{не} = \frac{1}{b_n} (\rho_{нд} + \rho_z \cdot \Gamma_0) \quad (3.16)$$

где  $\rho_z$  – плотность выделившегося газа при 20°С и 0,1 МПа, кг/м<sup>3</sup>;

Произведем расчет для залежи АВ<sub>2-3</sub>:

$$\rho_{не} = \frac{1}{1,32} (853 + 1,757 \cdot 105) = 825,97 \text{ кг/м}^3$$

3. Вязкость пластовой нефти определяется путем интерполяции:

$$f(x) = f(x_0) + \frac{f(x_1) - f(x_0)}{x_1 - x_0} (x - x_0) \quad (3.17)$$

где  $x$  – переменная в интервале от  $x_0$  до  $x_1$ , в которой необходимо отыскать значение функции  $f(x)$

$f(x_0), f(x_1)$  – значения функции в точках  $x_0$  и  $x_1$  соответственно.

Таблица 6 – Вязкость пластовой нефти при атмосферном давлении, мПа\*с

Плотность нефти при атмосферном давлении, кг/м <sup>3</sup>	Температура, °С					
	40	50	60	70	80	90
780	1,50	1,13	0,90	0,70	0,57	0,50
830	3,5	2,7	2,1	1,6	1,2	0,95
880	11	7,9	5,4	3,9	2,9	2,3
930	100	63	37	24	17	12

По таблице 6 находим путем интерполяции вязкость нефти при  $t = 57^\circ\text{C}$  и атмосферном давлении:

Вязкость нефти при плотности  $\rho = 830$  кг/м<sup>3</sup> и температуре  $57^\circ\text{C}$ :

$$\mu_{\rho=830} = 2,7 - \frac{2,7 - 2,1}{60 - 50} (57 - 50) = 2,28 \text{ мПа*с}$$

Вязкость нефти при плотности  $\rho = 880$  кг/м<sup>3</sup> и температуре  $57^\circ\text{C}$ :

$$\mu_{\rho=880} = 7,9 - \frac{7,9 - 5,4}{60 - 50} (57 - 50) = 6,15 \text{ мПа*с}$$

По найденным значениям вязкости нефти  $\mu_{\rho=830}$  и  $\mu_{\rho=880}$  определяем искомую вязкость при  $\rho = 840$  кг/м<sup>3</sup>

$$\mu_{\rho=803} = 6,15 - \frac{6,15 - 2,28}{880 - 830} (880 - 840) = 3,054 \text{ мПа*с}$$

Результаты расчетов свойств пластовой нефти приведены в таблице 9.

Таблица 7 – Результаты расчетов свойств пластовой нефти

Параметр	Числовое значение
1. Объемный коэффициент, доли ед.	1,32
2. Плотность газонасыщенной нефти, кг/м <sup>3</sup>	825

3. Вязкость пластовой нефти, мПа*с	3,054
------------------------------------	-------

### 3.3 Расчет физических свойств пластовой воды

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 10.

Таблица 8 – Исходные данные для расчета физических свойств пластовой воды.

Параметр	Числовое значение
1. Начальное пластовое давление, МПа	7,6
2. Начальная пластовая температура, °С	69
3. Давление насыщения, МПа	10,3
4. Концентрация растворенных солей, г/л	161

1. По известной концентрации растворенных солей в воде рассчитывают массовое их содержание:

$$C = \frac{100 \cdot C'}{1000 + C'} \quad (3.18)$$

Подставляя значения, получим:

$$C = \frac{100 \cdot 161}{1000 + 161} = 13,87\%$$

2. Газонасыщенность соленой воды вычисляют по следующей корреляционной зависимости:

$$\bar{G}_e = \frac{G_{ce}}{G_{ne}} = \frac{1}{10^{\alpha t * c}} \quad (3.19)$$

Подставляя значения, получим:

$$\bar{G}_e = \frac{1}{10^{0,021 \cdot 13,87}} = 0,51$$

где  $G_e$  – относительная газонасыщенность соленой воды;

$G_{ce}, G_{ne}$  – соответственно газонасыщенность соленой и пресной вод

$\alpha t$  – температурный коэффициент, определяемый по формуле

$$\alpha_t = \frac{0,048}{\dot{i}\dot{i}} \quad (3.20)$$

Подставляя значения, получим:

$$\alpha_t = \frac{0,048}{\dot{i}\dot{i}}$$

3. Для расчета объемного коэффициента соленой воды используются следующая формула:

$$b_{\text{внл}} = b_{\text{в}}(p_{\text{нас}}, T_{\text{вл}}) [1 - \beta_{\text{вз}}(T_{\text{вл}})(p - p_{\text{нас}})] \quad (3.21)$$

где  $b_{\text{в}}(p_{\text{нас}}, T_{\text{вл}})$  – объемный коэффициент пластовой воды при  $P = P_{\text{нас}}$   $T = T_{\text{вл}}$ , равен 1

$\beta_{\text{вз}}(T_{\text{вл}})$  – коэффициент сжимаемости воды с растворенным в ней газом.

$$\beta_{\text{вз}}(T_{\text{вл}}) = \beta_{\text{в}}(T)(1 + 0,05 \Gamma_{\text{в}}) \quad (3.22)$$

где  $\beta_{\text{в}}(T)$  – коэффициент сжимаемости пресной воды при заданной температуре, определяемая по формуле:

$$\beta_{\text{в}}(T) = \beta_{\text{в}}(T_{\text{см}}) + (T - 273)(3,125 \cdot 10^{-4} \cdot (T - 273) - 2,5 \cdot 10^{-2}) \quad (3.23)$$

где  $\beta_{\text{в}}(T_{\text{см}}) = 4,7 * 10^{-4} \text{ 1/МПа}$

$\Gamma_{\text{в}}$ - газонасыщенность пластовой воды при наличии растворенных солей, определяемая по формуле:

$$\Gamma_{\text{в}} = \frac{\alpha_2 (P_{\text{нас}} - P_0)}{10^{\alpha_2 \cdot C}} \quad (3.24)$$

где  $\alpha_2 = 0,15$

Произведем расчеты для залежи:

$$\Gamma_{\text{в}} = \frac{0,15(28,5 - 0,1)}{10^{0,15 \cdot 13,87}} = 0,034$$

$$\beta_{\text{в}}(T) = 4,7 \cdot 10^{-4} + (342 - 273)(3,125 \cdot 10^{-4} \cdot (342 - 273) - 2,5 \cdot 10^{-2}) = 4,7 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$$

$$\beta_{\text{вз}}(T_{\text{вл}}) = 4,7 \cdot 10^{-4}(1 + 0,05 \cdot 0,034) = 4,7 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$$

$$b_{\text{внл}} = 1 * [1 - 4,7 \cdot 10^{-4}(7,6 - 28,5)] = 1,009$$

4. Пренебрегая массой растворенного газа, плотность пластовой воды рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{впл}} = \frac{\rho_{\text{вст}}}{b_{\text{впл}}} \quad (3.25)$$

где  $\rho_{\text{вст}}$  – плотность воды в стандартных условиях, зависящая от массового содержания растворенных солей:

$$\begin{cases} 0 \leq C \leq 12 & \rho_{\text{вст}} = 1000 + 6,59 C \\ 12 \leq C \leq 20 & \rho_{\text{вст}} = 1000,5 + 6,08 C \\ 20 \leq C \leq 26 & \rho_{\text{вст}} = 1027,15 + 5,25 C \end{cases} \quad (3.26)$$

Определим  $\rho_{\text{вст}}$ , с учетом того, что  $C = 13,87\%$ :

$$\rho_{\text{вст}} = 1000 + 6,59 * 13,87 = 1091,403 \text{ кг/м}^3$$

Тогда плотность пластовой воды:

$$\rho_{\text{впл}} = \frac{1091,403}{1,009} = 1081,67 \text{ кг/м}^3$$

5. Вязкость пластовой воды вычисляют, учитывая влияние температуры и наличие растворенных солей:

$$\mu_{\text{в}} = \frac{[1,4 + 3,8 * 10^{-3} (\rho_{\text{вст}} - 1000)]}{10^{0,0065(T - 273)}} \quad (3.27)$$

Подставляя числовые значения, получим:

$$\mu_{\text{в}} = \frac{[1,4 + 3,8 * 10^{-3} (1091,403 - 1000)]}{10^{0,0065(342 - 273)}} = 1,747 \text{ мПа*с}$$

Результаты расчетов свойств пластовой воды сведем в таблицу 9

Таблица 9 – Результаты расчетов свойств пластовой воды

Параметр	Числовое значение
1. Объемный коэффициент, доли ед.	1,009
2. Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	1081,67
3. Вязкость пластовой воды, мПа*с	1,747

### 3.4 Подсчет запасов газа/нефти объемным методом

Исходные данные для подсчета запасов газа приведены в таблице 12

Таблица 10 – Исходные данные для подсчета запасов газа

$S$ , км <sup>2</sup>	$H$ , м	$K_{пор}$ , доли ед.	$K_{нас}$ , доли ед.	$b_n$ доли ед.	$T_{пл}$ , $K$
539	8,5	0,189	0,828	1,136	342

Подсчитаем запасы газа объемным методом по формуле:

$$Q = S \cdot H \cdot K_{пор} \cdot K_{нас} \cdot \frac{\alpha_n \cdot P_n - \alpha_k \cdot P_k}{P_{cm}} \cdot \frac{T_{cm}}{T_{пл}} \quad (3.28)$$

где  $S$  – площадь газоносности, тыс. м<sup>2</sup>;

$H$  – средняя эффективная газонасыщенная толщина, м;

$K_{пор}$  – пористость

$K_{нас}$  – коэффициент газонасыщенности

$\alpha_n$ - поправка за отклонение от идеального газа

$P_n$ - начальное пластовое давление

$\alpha_k$  - поправка за отклонение от идеального газа

$P_k$  - конечное пластовое давление, МПа

$P_{cm}$  - стандартное давление, МПа

$T_{cm}$  - стандартная температура, К

$T_{пл}$  - начальная пластовая температура, К

Возьмем исходные данные из таблицы 10 и подставим в формулу:

$$z(cm) = \frac{0,1013 \cdot 10^6 \cdot 102,686 \cdot 10^{-6}}{8,31 \cdot 293} = 0,0043,$$

$$\alpha_{пл} = \frac{1}{0,863} = 0,0016 \text{ и } \alpha_{cm} = \frac{1}{0,0043} = 233$$

$$f = \frac{293}{342} = 0,857,$$

Рассчитаем начальные запасы газа в пласте:

$$Q = 539 * 10^6 * 8,5 * 0,59 * 0,857 * 0, \frac{25 * 7,6 * 0,0016 - 0,1013 * 28,5}{0,1013} = 1,279 \text{ трлн } \text{м}^3.$$

Подсчитаем запасы нефти объемным методом по формуле:

$$Q = S * h * m_0 * K_{нас}^H * K_{пер} * \rho \quad (3.24)$$

где  $S$  – площадь нефтеносности,  $\text{м}^2$

$h$  – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина,  $\text{м}$ ;

$m_0$  – средний коэффициент пористости, д. ед.;

$K_{нас}^H$  – коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.;

$K_{пер}$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, д. ед.;

$\rho$  – плотность нефти,  $\text{т}/\text{м}^3$ .

Пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, определим по формуле:

$$K_{пер} = \frac{1}{b_n} \quad (3.25)$$

где  $b_n$  – объемный коэффициент нефти, д. ед.

Исходные данные для подсчета запасов нефти приведены в таблице 13

Таблица 11 – Исходные данные для подсчета запасов нефти

$S,$ $\text{км}^2$	$H,$ $\text{м}$	$m_0,$ доли ед.	$K_{нас}^H$ доли ед.	$b_n$ доли ед.	$\rho$ $\text{т}/\text{м}^3$
1058	9,3	0,25	0,64	1,32	0,853

$$K_{пер} = \frac{1}{1,32} = 0,75$$

Произведем подсчет запасов нефти для залежи АВ<sub>2-3</sub>:

$$Q = 1058 * 10^6 * 9,3 * 0,25 * 0,64 * 0,75 * 0,853 = 1,01 \text{ млрд. } \text{т}$$

## Заключение

В ходе курсовой работы были изучены пласты Юрхаровского месторождения:

- приведена геолого-физическая характеристика (таблица 1);

- изучены состав и свойства пластовых флюидов (пластовая вода и пластовая нефть);

- рассчитаны PVT свойства газа (таблица 2)

Коэффициент сверхсжимаемости по формуле В.В. Латонова – Г.Р. Гуревича равен 0,863. Плотность газа при заданных термобарических условиях равна 169,87 кг/м<sup>3</sup>. Вязкость газа при заданных термобарических условиях равна 0,0036 мПа\*с. Объемный коэффициент газа составляет 0,0055 долей единиц.

- рассчитаны свойства пластовой нефти (таблица 5) и физические свойства пластовых вод (таблица 9)

Объемный коэффициент по результатам расчета для нефти составил 1,32 долей единиц и 1,28 долей единиц по геолого-физической характеристике пласта. Плотность пластовой воды по результатам расчета составила 1018 кг/м<sup>3</sup> и 1007 кг/м<sup>3</sup> по геолого-физической характеристике пласта. Погрешность вычислений приблизительно составляет 2%;

- объемным методом были подсчитаны запасы газа и нефти, их величина составила 1,279 трлн. м<sup>3</sup> 1,01 млрд. т нефти для залежи.

## Список использованной литературы

1. Е.Г. Богатырёва, А.Ю. Востриков, Т.Г. Шлякова, С.В. Гусев, А.Г. Лепихин, В.П. Горшенина «Технико-экономическое обоснование инвестиционного проекта» Интесификация добычи нефти по скважинам АО «Юганскнефтегаз» с помощью гидроразрыва пласта», Тюмень, Нефтеюганск 2006 год;
2. А.Н. Дмитриевский»Фундамент новых технологий нефтегазодобывающей промышленности», МОСКВА, «Вестник российской академии наук», том 67 №10, 2017 год;
3. Е.И. Бухалин.»ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РЕМОНТА СКВАЖИН» 2013 год, изд.»НЕДРА»г.МОСКВА
4. И.Т. Мищенко СБОРНИК ЗАДАЧ ПО ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКЕ НЕФТЕДОБЫЧИ 2018 год, изд.»НЕДРА»г.МОСКВА
5. РЕГЛАМЕНТ НА ТЕХНОЛОГИЮ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОНЫХ ОБРАБОТОК НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ»ГЛАВ-ТЮМЕННЕФТЕГАЗА»», СТО № 51.00.026-86.
6. В.Филиппов, С.Жданов»СОЗДАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ» Журнал»НЕФТЬ и КАПИТАЛ», июнь 2017г.
- 7.А.В. Белов,»Авторский надзор за разработкой Приразломного месторождения НГДУ»ПН»», Тюмень 2016 год.
8. И.Т. Мищенко,»Расчеты в добыче нефти», Москва, Недра, 2019 год.
9. В.И. Щуров, «Техника и технология добычи нефти», Москва, Недра, 2019 год.
- 10.О состоянии ведения опытно промысловых работ по разработкам ВНИИЦ»НЕФТЕГАЗТЕХНОЛОГИЯ»на месторождениях АО» ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ», г. УФА, 2015 г.