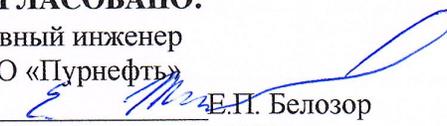


СОГЛАСОВАНО:

Главный инженер
ООО «Пурнефть»


Е.П. Белозор
« 21 » 09 2021 г.

Свойства и состав пластовых флюидов Крещенского месторождения.

1. Свойства пластовой и дегазированной нефти

Физико-химические свойства и состав нефти и растворенного газа продуктивного пласта Ю₁ Крещенского месторождения изучены по данным исследований одной поверхностной пробы нефти, отобранной из скважины №157Р. Свойства нефти в пластовых условиях приняты по аналогии с нефтью пласта Ю₁ соседнего Губкинского месторождения. Нефть характеризуется незначительной вязкостью, особо легкая, парафинистая, малосернистая, малосмолистая. Сведения о результатах лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб нефти, средние значения ее параметров и свойств приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Свойства пластовой и дегазированной нефти. Пласт Ю₁

№ п/п	Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
Свойства пластовой нефти			
1	Количество исследованных глубинных проб (скважин)	3 (3)*	
2	Давление пластовое, МПа	24,2-27,5	25,9
3	Температура пластовая, °С	96,0-98,0	97
4	Давление насыщения пластовой нефти, МПа	20,0-25,5	22,9
5	Газосодержание (стандартная сепарация), м ³ /т	-	-
6	Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании, м ³ /т	316-398	360
7	Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	583-613	602
8	Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	0,24-0,3	0,27
9	Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	12,7-20,7	17,4
10	Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м ³		
	- при однократном (стандартном) разгазировании	-	-
	- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,07-1,11	1,117
11	Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³		
	- при однократном (стандартном) разгазировании	-	-
	- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	820-824	822
12	Пересчетный коэффициент, доли ед.	0,507	0,507
Свойства дегазированной нефти			
13	Количество исследованных поверхностных проб (скважин)	1 (1)	
14	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	816	816
15	Вязкость дегазированной нефти, мм ² /с		
	- при 20°С	3,53	3,53
	- при 50°С	2,05	2,05
16	Температура застывания дегазированной нефти, °С	-	-
17	Массовое содержание, %		
	серы	0,28	0,28
	смола силикагелевых	3,0	3,0
	асфальтенов	0,02	0,02
	парафинов	4,8	4,8

18	Температура плавления парафина, °С	-	-
19	Содержание микрокомпонентов, г/т		
	ванадий	-	-
	никель	-	-
20	Температура начала кипения, °С	-	-
21	Фракционный состав (объемное содержание выкипающих фракций), %		
	до 100°С	-	-
	до 150°С	-	-
	до 200°С	-	-
	до 250°С	-	-
	до 300°С	-	-

* – глубинные пробы Губкинского месторождения

2. Компонентный состав растворенного в нефти газа

Изучение компонентного состава газа, растворенного в нефти, производилось при дифференциальном разгазировании в стандартных условиях трех пластовых проб нефти пласта Ю₁ Губкинского месторождения.

По составу растворенный в нефти газ является углеводородным: содержание азота – 0,35-0,57% мол. Состав растворенного в нефти газа приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Компонентный состав нефти и растворенного газа. Пласт Ю₁

№ п/п	Наименование параметров, компонентов	Численные значения				пластовая нефть
		при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	Молярная концентрация компонентов, %					
	- сероводород			-		
	- двуокись углерода			0,92		
	- азот + редкие газы			0,49		
	в т. ч. гелий			-		
	- метан			67,64		
	- этан			13,46		
	- пропан			12,44		
	- изобутан			1,66		
	- нормальный бутан			-		
	- изопентан			0,43		
	- нормальный пентан			-		
	- гексаны			0,15		
	- гептаны			-		
	- октаны			-		
	- остаток C ₉ +			-		
2	Молекулярная масса			-		
3	Плотность					
	- газа, кг/м ³			1,12		
	- газа относительная (по воздуху), доли ед.			0,93		
	- нефти, кг/м ³			822		

3. Свойства и состав пластовых вод

Воды пласта Ю₁ относятся к хлоридно-кальциевому и гидрокарбонат-натриевому типам. Основные солеобразующие компоненты содержатся в количестве: ионы натрия 95%-экв, калия – 1%-экв, кальция – 2-4%-экв, магния – 2%-экв, хлора – 88-96%-экв. Общая минерализация – 16,3-22,5 г/л (19,4). Плотность воды в пластовых условиях – 0,999-1,003 г/см³, в стандартных условиях – 1,011-1,016 г/см³.

4. Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

На Крещенском месторождении выделена одна залежь нефти в продуктивном пласте Ю₁, геолого-физическая характеристика которого представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта Крещенского месторождения

№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивный пласт
			Ю ₁
1	Абсолютная отметка кровли	м	-2888,4
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-2898,4
3	Тип залежи		массивная, тектонически экранированная
4	Тип коллектора		терригенный, поровый
5	Площадь нефте/газоносности	тыс. м ²	8866
6	Средняя общая толщина	м	18,0
7	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	4,1
8	Коэффициент пористости	доли ед.	0,18
9	Коэффициент нефтенасыщенности	доли ед.	0,61
10	Проницаемость	мкм ²	0,160
11	Коэффициент песчанности	доли ед.	0,76
12	Расчлененность	ед.	14,0
13	Начальная пластовая температура	°С	97,0
14	Начальное пластовое давление	МПа	36,6
15	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	0,27
16	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,602
17	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,822
18	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,972
19	Содержание серы в нефти	%	0,28
20	Содержание парафина в нефти	%	4,80
21	Давление насыщения нефти газом	МПа	20,9
22	Газосодержание	м ³ /т	360
23	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	0,44
24	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1,014
25	Сжимаемость		
26	нефти	1/МПа×10 ⁻⁴	17,4
27	воды	1/МПа×10 ⁻⁴	
28	породы	1/МПа×10 ⁻⁴	
29	Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0,514
30	Уд. коэф. продуктивности по нефти	м ³ /(сут·МПа·м)	2,7

Разработал:

Начальник геологического отдела

С.Н. Кадол

Согласовано:

Заместитель директора-
главный геолог

А.А. Гусаревич