

## ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ НАГУМАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Мязина Н.Г., Назырова Н.М.

ФГОУ ВПО «Оренбургский государственный университет», г. Оренбург

Нагумановское нефтегазоконденсатное месторождение (ННГКМ) регионально в структурно-тектоническом плане расположено в восточной части Соль-Илецкого выступа Волго-Уральской антеклизы в зоне сочленения с Предуральским краевым прогибом. Кристаллический фундамент на месторождении не вскрыт, по геофизическим данным поверхность фундамента плавно погружается в южном направлении от отметок минус 6,5-6,8 км на севере до 7,5-7,8 км на юге. Строение фундамента имеет блочный характер. Нагумановское месторождение расположено в Соль-Илецком нефтегазогеологическом районе (НГР) Оренбургской нефтегазоносной области (НГО) Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП).

Зона Соль-Илецкого НГР в целом характеризуется распространением нефтегазовых залежей в башкирском ярусе среднего карбона и артинском ярусе нижней перми. Башкирская нефтяная залежь открыта скважиной 1-Нагумановской при опробовании интервала 4807,3-4882,8 м. При пластовом давлении равном 569,6 атм (57,71 МПа) (плотность нефти равна 0,831 г/см<sup>3</sup>).

Породы-коллекторы башкирского яруса представлены известняками органогенными толщиной 100-130 м

Породы-коллекторы пласта артинского яруса представлены известняками низкопорово-порового (гранулярного) типа.

Физико-химические свойства нефти башкирской залежи определены по скважине 1-Нагумановской. Нефть имеет следующие физико-химические свойства: плотность 796-831 кг/м<sup>3</sup>; молярная масса 152-180 г/моль; показатель преломления 1,4567-1,4658; вязкость динамическая 1,96-3,06 мПа·с. Температура начала кипения нефти составляет 53-87 °С. При максимальной температуре кипения 352 °С выкипает 80 %.

Содержание в нефти серы сероводородной составляет (в массовых долях) 0,057-0,06 %, меркаптановой – 0,05-0,066 %; асфальтенов – 0,135 %; смол – 2,10-2,42 %; парафинов – 2,76-4,5 %, механических примесей – 0,007-0,07 % (в массовых долях), содержание хлористых солей изменяется от 3 до 43 мг/дм<sup>3</sup>. Нефть легкая, с незначительной вязкостью, малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

В таблице 1. приведены свойства дегазированной нефти, ее групповой состав и результаты фракционной разгонки по Энглеру. Групповой и фракционный составы дегазированной нефти по пробам, взятым в разное время и при различных условиях, близки по своим свойствам и признаны кондиционными.

Нефть имеет следующие физико-химические свойства: плотность 796-831 кг/м<sup>3</sup>; молярная масса 152-180 г/моль; показатель преломления 1,4567-1,4658; вязкость динамическая 1,96-3,06 мПа·с. Температура начала кипения нефти составляет 53-87 °С. При максимальной температуре кипения 352 °С выкипает 80 %.

Содержание в нефти серы сероводородной составляет (в массовых долях) 0,057-0,06 %, меркаптановой – 0,05-0,066 %; асфальтенов – 0,135 %; смол – 2,10-2,42 %; парафинов – 2,76-4,5 %, механических примесей – 0,007-0,07 % (в массовых долях), содержание хлористых солей изменяется от 3 до 43 мг/дм<sup>3</sup>. Нефть легкая, с незначительной вязкостью, малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

Таблица 1

Свойства пластовой и дегазированной нефти башкирских отложений (С<sub>2</sub>b)

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1 Свойства пластовой нефти		
1.1 Давление пластовое, МПа	57	57
1.2 Температура пластовая, °С		100 (расчетная)
1.3 Давление насыщения нефти газом, МПа	20,6	20,6
1.4 Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м <sup>3</sup> /т	250,1	250,1
1.5 Газовый фактор нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т	-	-
1.6 Плотность нефти в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	-	-
1.7 Вязкость нефти в условиях пласта, мПа с	-	-
1.8 Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 <sup>-4</sup> /МПа	-	-
1.9 Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> :	1,03	1,03
1.10 Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> :	796	796
1.11 Молярная масса, г/моль	156	156
1.12 Количество исследованных глубинных проб (скважин)	1 (1)	
2 Свойства дегазированной нефти		
2.1 Плотность дегазированной нефти по поверхностным пробам, кг/м <sup>3</sup>	799-831	813,6
2.2 Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам при 20 °С, мПа с	1,96-3,06	2,561
2.3 Показатель преломления	1,456-1,4658	1,462
2.4 Массовое содержание, %		
- серы меркаптановой	0,05-0,066	0,058
- серы сероводородной	0,057-0,06	0,059
- смол	2,1-3,2	2,57
- асфальтенов	0,13-1,67	0,64
- парафинов	3,64-4,5	3,92
2.5 Температура начала кипения, °С	53-87	

2.6 Фракционный состав (объемное содержание выкипающих фракций), %		
- до 100 °С	10	
- до 150 °С	20	
- до 200 °С	30-40	
- до 250 °С	40-50	
- до 300 °С	50-80	

В артинских отложениях нижней перми ННГКМ в скважине 22, в южной части Южного купола выявили залежь нефти, отделенную разломом от газоконденсатной части залежи в артинских отложениях.

Артинская залежь опробована открытым забоем в интервале 4196-4250 м – подошвенная часть артинской залежи. В результате опробования получен совместный приток нефти и пластовой воды. Общий дебит жидкости составил 3,87 м<sup>3</sup>/сут, в т.ч. нефти – 1,3 м<sup>3</sup>/сут. Газовый фактор – около 100 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Плотность пластовой воды – 1,139-1,142 г/см<sup>3</sup>. Свойства нефти приведены в таблицах 2 - 4.

В нефти присутствуют парафины и асфальто-смолистые вещества. Массовая доля составляет: парафинов – 3,30-5,15 %, смол силикагелевых – 1,8-2,3 %, асфальтенов – 0,06-0,10 %, серы общей – 0,76-0,78 %. Плотность нефти изменяется в пределах от 817 до 837 кг/м<sup>3</sup>, вязкость кинематическая – от 3,548 до 5,995 мм<sup>2</sup>/с.

В интервале 4168-4180 м (минус 4002,1-4014,1 м) опробованы карбонаты артинского яруса. В результате опробования получен слабый приток нефти и пластовой воды. Дебит нефти – 2,35 м<sup>3</sup>/сут, пластовой воды – 0,95 м<sup>3</sup>/сут, газовый фактор – 100 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Депрессия на пласт составила 23,9 МПа (56,6 % от Р<sub>пл</sub>). Пластовое давление оценивается 42,3 МПа (глубина – 4174 м), температура – 83 °С.

В пробах нефти определено большое содержание механических примесей, массовая доля их составляет 1,123-1,978 %; объемная доля воды в пробах 0-0,09 %, содержание хлористых солей в пределах 34,4-1168,2 мг/дм<sup>3</sup>. Фракционный состав нефти представлен в таблице 3.

Таблица 2.

## Физико-химические свойства нефти из скважины 22 Нагумановского

Дата отбора	Интервал	Возраст отложений	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Молярная масса, г/моль	Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	Массовая доля серы, %			Массовая доля, %				Объемная доля воды, %	Температура плавления парафинов, °С	Кислотное число, мг КОН/г	Содержание хлористых солей, мг/л	Цвет
						серо-водородной	меркаптановой	общей	асфальтенов	смола	парафинов	мехпри-месей					
Скв. 22-Нагумановская	4196-4250 затрубное пространство	P <sub>1ar</sub>	824	175	4,26	0,12	0,22	0,78	0,1	2,19	5,15	1,35	отс.	57	0,086	633,0	темный (при фильтровании - темно-желтый)
Скв. 22-Нагумановская	4168-4180 затрубное пространство	P <sub>1ar</sub>	817	164	3,545	0,070	0,20	0,75	0,05	1,43	3,39	1,978	следы	59	0,085	389,0	корич.

Таблица 3

## Фракционные составы нефти из скважины 22 Нагумановского

№	Место отбора	Возраст отложений	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Температура начала кипения, °С	Температура выхода фракций, °С									Максимальная температура кипения, °С		
					Объемная доля, %											
					10	20	30	40	50	60	70	80	90			
1 26.04.11	4196-4250 затрубное пространство	P <sub>1ar</sub>	824	88	122	164	208	252	290	335						
2 30.04.11	4168-4180 затрубное пространство	P <sub>1ar</sub>	817	83	120	150	185	227	267	307	355					

Таблица 4

Свойства пластовой и дегазированной нефти Нагумановского НГКМ артинских отложений (P<sub>1ar</sub>)

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
1 Свойства пластовой нефти		
1.1 Давление пластовое, МПа		41,4
1.2 Температура пластовая, °С		83
1.3 Давление насыщения нефти газом, МПа	-	-
1.4 Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м <sup>3</sup> /т		100
1.5 Газовый фактор нефти, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	40-100	100
1.6 Плотность нефти в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	-	-
1.7 Вязкость нефти в условиях пласта, мПа с	-	-
1.8 Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 10 <sup>-4</sup> /МПа	-	-
1.9 Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	0,832-1,383	0,872
1.10 Объемный коэффициент пластовой нефти, доли ед.	-	1,266
2 Свойства дегазированной нефти		
2.1 Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup> :	815-855	840
2.2 Вязкость нефти в стандартных условиях, мПа с	3,23-7,97	4,4
2.3 Температура плавления парафинов, °С	55-68	59
2.4 Массовое содержание, %		
- серы	0,59-0,78	0,73
- смол силикагелевых	1,3-3,9	2,18
- асфальтенов	0,05-0,1	0,07
- парафинов	3,3-6,5	4,28
2.5 Фракционный состав (объемное содержание выкипающих фракций), %		
- до 100 °С	-	
- до 150 °С	20	
- до 200 °С	30	
- до 250 °С	40	
- до 300 °С	50-70	

**Выводы.** В южных районах Оренбургской области месторождения содержат легкие маловязкие нефти. Нефть в артинских и башкирских отложениях Нагумановского месторождения легкие, с незначительной вязкостью, малосернистые, малосмолистые, парафинистые. Нефти артинских отложений и башкирских отложениях по фракционному составу выкипают от 150 до 300° состоят из керосиновых и дизельных фракций. Углеводороды нефтяного ряда с такими свойствами наблюдаются в южных районах Оренбургской области. Образование таких нефтей связано с миграцией углеводородов и седиментационных вод из Прикаспийской синеклизы, Бузулукской впадины и Предуральского краевого прогиба в сторону Соль-

Илецкого свода. Зоны аккумуляции в нижнепермском и башкирском комплексе приурочены к Соль-Илецкому своду (Нагумановская зона, Оренбургский вал и т.д. ) и бортовой зоне Прикаспийской синеклизе.

*Список литературы*

1. *Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области-Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1997. 272с.*
2. *Справочник по геологии нефти и газа. / Под ред. Н.А. Еременко. М.: Недра, 1984. 480 с.*
3. *Бакиров Э. А., Ермолкин В.И., Ларин В.И., Мальцев А.К., Рожков Э.Л. Геология нефти и газа. М: Недра, 1990. 240с.*