

# НЕФТЕГАЗОВАЯ ИНЖЕНЕРИЯ

---

УДК 665.71: 543.429.23  
МРНТИ 29.17.19

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

БИЛАШЕВ Б., КАЛЕШЕВА Г., ИХСАНОВ К., ЖАНАБАЕВ О.

*Западно-Казахстанский инновационно-технологический университет*

**Аннотация:** В данной статье представлены краткие сведения о месторождении и результаты лабораторных исследований по определению физико-химических показателей разных образцов нефти месторождения Западного Казахстана.

**Ключевые слова:** месторождения, физико-химические факторы, углеводородные композиции, плотность, нефть

## БАТЫС ҚАЗАҚСТАН КЕН ОРНЫ МҰНАЙЫНЫҢ ФИЗИКА-ХИМИЯЛЫҚ ҚАСИЕТТЕРІН САЛЫСТЫРМАЛЫ ТАЛДАУ

**Аңдатпа:** Бұл мақалада Батыс Қазақстан кен орны мұнайының әртүрлі үлгілерінің физика-химиялық көрсеткіштерін анықтау бойынша зертханалық зерттеулердің нәтижелері және кен орны туралы қысқаша мәліметтер берілген.

**Түйінді сөздер:** кен орындары, физика-химиялық факторлар, көмірсутекті композициялар, тығыздық, мұнай

## COMPARATIVE ANALYSIS OF PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF OIL IN THE WEST KAZAKHSTAN FIELD

**Abstract:** This article provides brief information about the field and the results of laboratory studies to determine the physical and chemical parameters of different samples of oil from the West Kazakhstan field.

**Key words:** deposits, physical and chemical factors, hydrocarbon compositions, density, oil

В настоящее время происходит постоянное изменение качества добываемой нефти и растет стоимость единицы добываемой продукции ввиду необходимости разработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья [1]. Очевидной причиной изменения структуры разрабатываемых запасов нефти в Западно-Казахстанском регионе является активный ввод в эксплуатацию месторождений высоко-

вязкой нефти, которая, как правило, обладает специфическими свойствами, не характерными для нефти со средней и малой вязкостью.

Основные месторождения нефти расположены в Западном Казахстане и приурочены к прибортовым зонам Прикаспийской впадины, Южно-Эмбенскому и Северо-Бузачинскому поднятиям, Северо-Устюртской системе прогибов и Южно-Мангышлакскому прогибу, а также к шельфу казахстанского сектора

Каспийского моря. В административном отношении в состав Западного Казахстана входят Актюбинская, Западно-Казахстанская, Атырауская и Мангистауская области. Анализ данных о распределении запасов нефти и газа по областям Западного Казахстана отражает неравномерность распределения запасов углеводородного сырья по территории [2].

Исследование физико-химических свойств нефтей является необходимым этапом для выбора путей дальнейшей рациональной переработки нефти, а также для прогнозирования наличия и получения отдельных видов топлива, масел, а также углеводородов для нефтехимического синтеза.

В данной статье приводятся результаты исследования физико-химических свойств нефти различных месторождений Западно-Казахстанской области: Култук (образец 1), Каражанбас (образец 2), Чинарево (образец 3).

Нефтяное месторождение Култук расположено в Бейнеуском районе Мангистауской области, в 90 км к западу от железнодорожной станции Бейнеу. Структура подготовлена сейсморазведкой в 1977 г., в котором начались поисковые работы. Месторождение открыто в 1978 г. В тектоническом отношении приурочено к антиклинальной складке. Выделены два нефтяных горизонта в верхней и средней юре (келловейский и байосский ярусы). Нефтеносные горизонты залегают на глубинах 2863 и 3150 м. Залежи пластовые, литологически экранированные. Высота келловейской залежи 7,2 м, байосской 28,8 м. ВНК проводится на абсолютных отметках -2893 и -3202 м. Продуктивные пласты представлены терригенными отложениями, коллекторы поровые. Нефтенасыщенные толщины 5,7 и 4,9 м, открытая пористость 18%, проницаемость 0,039 и 0,013 мкм<sup>2</sup>.

Месторождение Каражанбас, открытое в 1974 г., расположено в Прикаспийской нефтегазоносной провинции, в самой южной ее части, в Бузачинском нефтеносном районе, и приурочено к западной периклинали Бузачинского свода. Оно представляет собой антиклинальную складку почти широтного простирания, с небольшим отклонением в се-

веро-западном направлении. Месторождение многопластовое. В отложениях неокомского яруса нижнего отдела меловой системы выявлено пять залежей нефти, обозначенных литерами от А до Д. В отложениях юрской системы условно выделяются две залежи Ю1 и Юг. Все продуктивные пласты представлены слабосцементированными песчаниками, обладающими высокой пористостью от 18-20 до 35% и даже более. Проницаемость коллекторов колеблется в основном от 150-10 до 1000-10 м<sup>2</sup>.

Чинаревское месторождение в административном отношении расположено на территории Приурального района Западно-Казахстанской области Республики Казахстан в 80 км восточнее областного центра – город Уральск.

В орографическом отношении территория месторождения расположена в зоне южных отрогов Общего Сырта, переходящих в холмистую равнину, сильно расчлененную сетью оврагов, балок и ручьев, в районе водораздела рек Урала и Чагана. Абсолютные отметки рельефа вздымаются с плюс 78 м на юге до плюс 98 м на севере.

В тектоническом отношении Чинаревское месторождение располагается в пределах Северной бортовой части (СБЧ) Прикаспийской впадины, во внешней прибортовой ее зоне и приурочено к северному склону одноименного выступа фундамента, являющегося одним из звеньев цепочки выступов на границе сочленения Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской впадины.

В данной статье представлены результаты лабораторных исследований по определению физико-химических показателей разных образцов нефти. Определение плотности проб нефти различных месторождений повторялись 3 раза и получены следующие показатели:

Образец №1:

$$\rho_1 = 840 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_2 = 850 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_3 = 845 \text{ кг/м}^3$$

Образец №2:

$$\rho_1 = 1180 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_2 = 1180 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_3 = 1120 \text{ кг/м}^3$$

Образец №3:

$$\rho_1 = 810 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_2 = 805 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_3 = 800 \text{ кг/м}^3$$

Средние показатели плотности нефти:

$$\rho_{(№1)} = 840 \text{ кг/м}^3 + 850 \text{ кг/м}^3 + 845 \text{ кг/м}^3 = 845 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{(№2)} = 1180 \text{ кг/м}^3 + 1180 \text{ кг/м}^3 + 1120 \text{ кг/м}^3 = 1160 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{(№3)} = 810 \text{ кг/м}^3 + 805 \text{ кг/м}^3 + 800 \text{ кг/м}^3 = 805 \text{ кг/м}^3$$

**Таблица 1 – Определение плотности нефти**

Показатель	Норма по ГОСТ	Образец №1	Образец №2	Образец №3
Плотность, $\rho$ (кг/м <sup>3</sup> )	700-840	845	1160	805

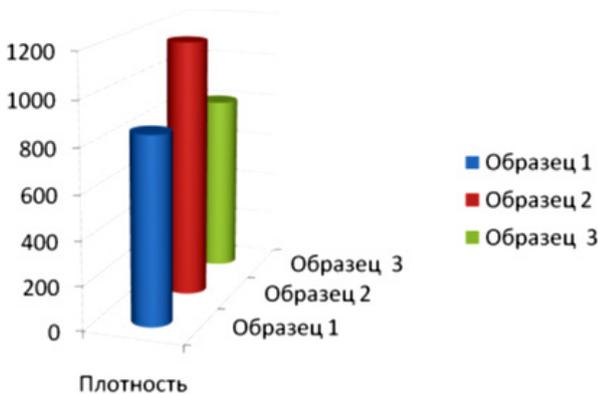


Рис. 1 – Диаграмма показателей плотности  $\rho$  (кг/м<sup>3</sup>)

Образец 1 – месторождение Култук;

Образец 2 – месторождение Каражанбас;

Образец 3 – месторождение Чинарево

Определение вязкости нефтей.

Определение вязкости проб нефти повторялись 3 раза. Кинематическую вязкость нефти определяют по следующей формуле:

$$n = ct \tag{1}$$

где  $c$  – калибровочная постоянная вискозиметра, мм<sup>2</sup>/с<sup>2</sup>;

$t$  – среднее арифметическое значение времени истечения, с.

Образец №1:

$$t_1 = 160 \text{ с}$$

$$t_2 = 159,2 \text{ с}$$

$$t_3 = 161 \text{ с}$$

Образец №2:

$$t_1 = 210 \text{ с}$$

$$t_2 = 212 \text{ с}$$

$$t_3 = 215 \text{ с}$$

Образец №3:

$$t_1 = 162 \text{ с}$$

$$t_2 = 162 \text{ с}$$

$$t_3 = 163 \text{ с}$$

$$t_{cp}(№1) = 160 \text{ с} + 159,2 \text{ с} + 161 \text{ с} = 160,1 \text{ с}$$

$$t_{cp}(№2) = 210 \text{ с} + 212 \text{ с} + 215 \text{ с} = 212,3 \text{ с}$$

$$t_{cp}(№3) = 162 \text{ с} + 162 \text{ с} + 163 \text{ с} = 162,3 \text{ с}$$

Постоянная вискозиметра  $c = 0,024 \text{ мм}^2/\text{с}^2$

Кинематическая вязкость газового

конденсата:

$$n(№1) = 160,1 \text{ с} * 0,024 \text{ мм}^2/\text{с}^2 = 3,8424 \text{ мм}^2/\text{с}$$

$$n(№2) = 212,3 \text{ с} * 0,024 \text{ мм}^2/\text{с}^2 = 5,096 \text{ мм}^2/\text{с}$$

$$n(№3) = 162,3 \text{ с} * 0,024 \text{ мм}^2/\text{с}^2 = 3,90 \text{ мм}^2/\text{с}$$

Результаты исследования определения вязкости проб нефти различных месторождений приведены в таблице 2.

**Таблица 2 – Вязкости проб нефти различных месторождений**

№	Наименование	Норма по ГОСТ	Образец №1	Образец №2	Образец №3
1	Вязкость: кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	4,00-4,50	3,8424	5,096	3,90

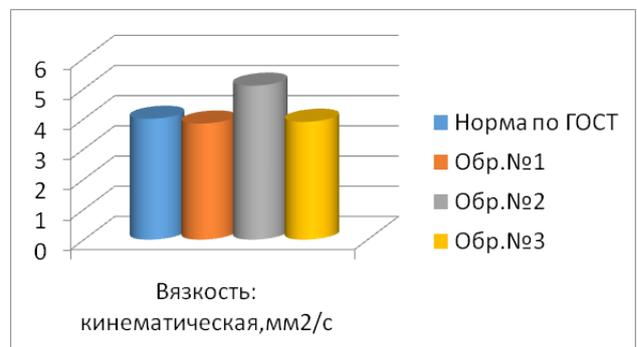


Рис. 2 – Сравнительная диаграмма вязкости проб нефти

Образец 1 – месторождение Култук;

Образец 2 – месторождение Каражанбас;

Образец 3 – месторождение Чинарево

Определение фракционного состава нефти месторождения Каражанбас.

**Таблица 3 – Фракционный состав проб нефти**

№	Температура, °С	Процент отгонки, мл
Образец №2 Нефть месторождения Каражанбас	42	Н.к.
	68	10
	150	30
	212	50
	275	70
	320	90

**Вывод**

В ходе проведенных исследований установлено, что нефть всех исследуемых месторождений обладает сложными реологически-

ми свойствами. Очевидно, что с ростом температуры влияние реологических свойств на процесс фильтрации снижается, а эффективная подвижность будет расти.

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей/Р.С Хисамов, А.С. Султанов, Р.Г. Абдулмазитов, А.Т. Зарипов. – Казань: ФЭН, 2011. – 383 с.
2. Нефтяная энциклопедия Казахстана. – Т. 1. – Астана-Лондон, 1999 г.
3. Егоров О.И., Чигаркина О.А., Баймуханов А.С. Нефтегазовый комплекс Казахстана: проблемы развития и эффективного функционирования. – Алматы: Атамура, 2003 г.