

Баймаханов Г.А., Курмангазы Ж.  
Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет имени  
К.И Сатпаева, Казахстан, Алматы,  
[Galymbek01@rambler.ru](mailto:Galymbek01@rambler.ru)

### Классификация парафинистых нефтей

**Аннотация.** В данной статье рассматриваются характеристика парафинистых нефти и их физико-химические свойства с высоким содержанием парафинов, также дается исследование реологических свойств нефти.

**Ключевые слова:** парафинистая нефть, углеводород, классификация.

Высокопарафинистые нефти - это реологически сложные жидкости, которые представляют собой неравновесные системы с неоднородным составом, склонные к структурообразованию (тиксотропии) при понижении температуры. В настоящее время для улучшения транспортных свойств высокопарафинистых нефтей активно применяются химические реагенты – полимерные вещества, препятствующие образованию пространственной кристаллической решетки парафинов в объеме нефти, и как следствие, снижающие температуру застывания и реологические параметры данного вида нефтей.

Парафиновые углеводороды (метан, этан, пропан и т.д.) имеют химическую формулу  $C_xH_{2x+2}$  (x – число атомов углерода). При x от 1 до 4 парафиновые углеводороды являются газами, при x от 5 до 15 – жидкостями, при  $x \geq 16$  – при обычных температурах твердыми веществами. Твердые углеводороды метанового ряда называют парафинами. Температура их плавления составляет в основном 52...62°C. в пластовых условиях парафины находятся в растворенном состоянии. Однако при снижении температуры, давления и выделении растворенного газа парафин выделяется из нефти в виде кристаллов, создавая тем самым проблемы для ее фильтрации в пласте и движения в трубопроводах. В зависимости от строения и количества жидких парафиновых углеводородов в нефтях, свойства получаемых из них нефтепродуктов могут различаться довольно существенно. Общая информация о свойствах парафинистых нефтей дана табл. 1. Из неё видно, что в среднем ПН нефти согласно классификации, представленной в монографии, малосернистые, смолистые, малоасфальтенистые и имеют среднюю плотность (0,84-0,88 г/см<sup>3</sup>) и среднее содержание фракции н.к. 200 °С. Доверительные интервалы, указанные в табл. 4, определены для вероятности 95 % /1/.

Вследствие пространственного характера информации о свойствах нефтей исследования закономерностей распределения парафинистых нефтей и изменения их свойств проводились с использованием геостатистического подхода, основанного на сочетании методов статистического и пространственного анализов. Пространственный анализ требует применения картографических материалов и на современном уровне осуществляется с использованием средств геоинформационных систем и ГИС-технологий. При этом картографические материалы используются как для проведения пространственного анализа данных, так и для картографического отображения результатов анализа.

Для проведения исследований необходима классификация ПН. Существуют различные классификации нефтей по содержанию парафинов. В предлагается разделять нефти по содержанию парафинов на три класса: малопарафинистые (содержание парафинов менее 1,5 %), среднепарафинистые (от 1,5 % до 6 %) и парафинистые (более 6 %). Здесь пороговые значения определены с учетом отраслевого стандарта ОСТ 38.01197-80. В соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 далее будем считать нефти парафинистыми, если содержание парафинов в них более 6 % /2/.

## Свойства парафинистых нефтей

Показатели нефти	Объем выборки	Среднее значение	Доверительный интервал
Плотность, г/см <sup>3</sup>	621	0,85	0,00
Вязкость, мм <sup>2</sup> /с	316	25,56	10,42
Содержание серы, мас. %	556	0,46	0,05
Содержание смол, мас. %	501	8,06	0,46
Содержание асфальтенов, мас. %	500	1,90	0,17
Фракция н.к. 200 °С, мас. %	423	20,15	0,68
Фракция н.к. 300 °С, мас. %	401	39,80	0,86
Фракция н.к. 350 °С, мас. %	345	51,39	0,92
Содержание ванадия, мас. %	70	3,05	2,18
Содержание никеля, мас. %	54	0,12	0,10
Содержание железа, мас. %	4	0,03	0,04
Температура пласта, °С	283	75,83	2,65
Пластовое давление, мПа	284	24,80	1,79

Для удобства представления и интерпретации результатов исследований изменения свойств парафинистых нефтей, на основе статистического анализа данных из БД, разделим класс парафинистых нефтей на следующие подклассы: умеренно парафинистые, высокопарафинистые и сверхвысокопарафинистые. При таком разделении парафинистых нефтей на подклассы ставилась цель получить достаточно простую классификацию и, кроме того, более-менее равномерно распределить число записей по подклассам. Полученная таким образом двухуровневая классификация нефтей по содержанию парафинов представлена в табл. 2, а на рис. 1 представлено распределение информации в БД о нефтях по классам и подклассам. Как видно из рис. 1-а, доля парафинистых нефтей значительна и составляет более ¼ от всех нефтей мира. Распределение образцов парафинистых нефтей из БД по подклассам согласно представленной в табл. 1 классификации дано на рис. 1-б, из которого видно, что половину набора ПН составляют умеренно парафинистые нефти /3/.

Анализ изменений содержания парафинов в нефтях от геологического возраста нефтемещающих пород основывался на исследовании 1705 образцов с известным возрастом. Наиболее обширный материал относится к мезозою (764 образца ПН, что составляет около 45 % от общего количества образцов ПН). Примерно равное количество ПН залегает в отложениях палеозоя и кайнозоя (28 % и 27 % соответственно), а в протерозойских отложениях их менее 1 %. Большинство образцов ПН относится к следующим эпохам: нижнему каменноугольному отделу, средней юре, б верхней юре и нижнему мелу

Сделано изменение содержания парафинов в нефтях в зависимости от возраста. Следует, что в мезозое в среднем ПН относятся к подклассу высокопарафинистые, а в других геологических эрах - к умеренно парафинистые. Можно подметить, что в среднем ПН наблюдаются высокопарафинистые в мезозое, в палеозое (средний девон), мезозое (от триаса и до нижнего мела). В кайнозое практически во всех стратиграфических периодах содержание парафина не превышает 10 % и нефти относятся к подклассу умеренно парафинистых, за исключением нефтей верхнего неогена.

Проведенные исследования реологических высокопарафинистых нефтей показали, что смолы, асфальтены и парафины, находящиеся в дисперсном состоянии, вызывают

неньютоновские поведение при понижении температуры. При этом наличие смол придает нефти упругие свойства, а присутствие парафинов приводит к нелинейно-вязким свойствам.

Таблица 2

Классификация нефтей по содержанию парафинов

Класс нефтей	Подкласс нефтей	Пределы изменения классификационных интервалов, %
малопарафинистые		до 1,5
среднепарафинистая		от 1,5 до 6
парафинистая	умеренно парафинистая	от 6 до 10
	высокопарафинистая	от 10 до 20
	сверхвысокопарафинистая	более 20

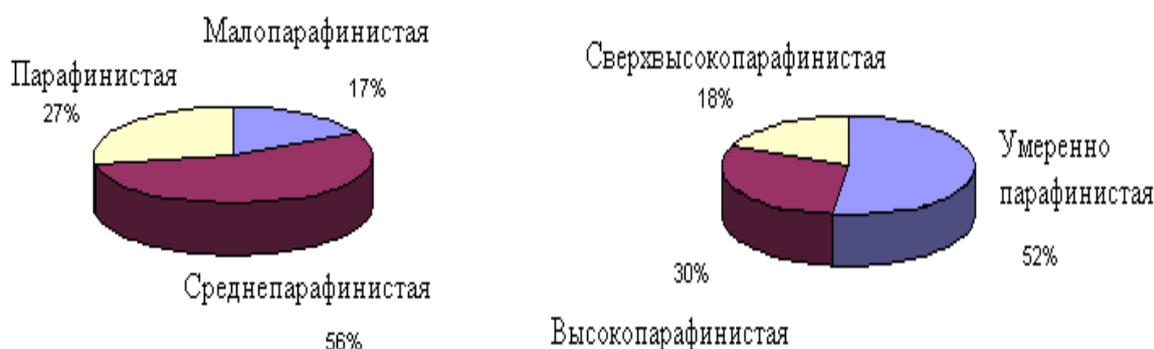


Рисунок 1. Распределение нефтей мира по содержанию парафинов согласно классификации, представленной в табл. 2

Исследование реологических параметров структурообразующих нефтей производится, как правило, на ротационных вискозиметрах, где при определенных температурах и фиксированных значениях скоростей сдвига определяются соответствующие им напряжения сдвига. Построение графика зависимости напряжения сдвига от скорости дает так называемую кривую течения, характеризующую реологические параметры жидкости. Причем для высокопарафинистых нефтей на низких температурах кривые течения, полученные постепенным нагружением системы (путем последовательного увеличения скорости сдвига), и последующим снятием нагрузки (путем снижения скорости сдвига), не совпадают образуя петлю гистерезиса [4]. В данной работе исследуются реологические свойства высокопарафинистых нефтей с помощью реагента Антипаг, синтезированного в лабораторных условиях. При исследовании зависимости скорости сдвига от напряжении сдвига получены что, исследовательное увеличение скорости сдвига постепенно разрушает структуру, образованную кристаллами парафинов, снижая ее неравновесность постепенно превращая систему в равновесную систему при больших скоростях сдвига. Обратное снижение скорости сдвига на полностью разрушенной структуре дает рановесное кривую течения, характеризующую стационарное движение жидкости по трубопроводу. При увеличении скорости сдвига разница между прямым и обратным ходом снижается. Исследованный синтезированный депрессатор Антипаг и его влияния на высокопарафинистую нефть, где после добавлении этого реагента петля гистерезиса уменьшается, нефть приобретает ньютоновские свойства.

Если построить график зависимости напряжения сдвига от температуры при фиксированной скорости сдвига, то также получим петлю гистерезиса, где верхняя кривая образована неравновесными значениями напряжений сдвига при нагружении системы, а нижняя – равновесными при снижении нагружения. Введение реагента Антипаг, с

повышением температуры, уменьшает петлю гистерезиса, неравновесность системы снижается, нефть постепенно приобретает ньютоновские свойства и переходит в равновесное состояние.

Оценим различие равновесной и неравновесной кривых на графике зависимости напряжения сдвига при фиксированной скорости сдвига. В экономике известен коэффициент Джини, характеризующий уровень благосостояния населения, который подсчитывается как отношение разности площадей под кривыми фактических и теоретических доходов населения к площади под кривой фактических доходов. Применим данный коэффициент (назовем его коэффициент неравновесности) к неравновесной и равновесной кривым на графике зависимости напряжения сдвига от температуры. То есть коэффициент неравновесности  $a$  будет характеризоваться как:

$a = (S_1 - S_2) / S_1$ , где  $S_1$  - площадь фигуры под неравновесной кривой;  $S_2$  - площадь фигуры под равновесной кривой

Депрессорные присадки, будучи добавленными, в высокопарафинистые нефти, препятствуют образованию прочной кристаллической структуры парафинов, образуя локальные центры кристаллизации, слабо связанные между собой. На примере нефти НГДУ им. Н. Нариманова и четырех реагентов концентрацией 150 г/т был проведен подсчет коэффициента неравновесности. Изучены зависимости коэффициента неравновесности от скорости сдвига для нефти, различными реагентами: А-98, А-7, Дина и Антипаг. По результатам лабораторных исследований установлено, что все реагенты снижают коэффициент неравновесности. Среди них, относительно лучшими показателями обладает предложенный нами Антипаг. Результаты исследований показаны в таблице 3. На эффективность действия реагента сильно влияет ее концентрация. Произведем выбор оптимальной концентрации реагента Антипаг 75, 100, 150, 200 грамм на тонну нефти на основе расчета коэффициентов неравновесности и суммарных коэффициентов неравновесности. Результаты приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 3

Коэффициент неравновесности нефти НГДУ им. Н. Нариманова для различных скоростей сдвига ( $T = 14-16^{\circ}\text{C}$ )

Виды реагентов и коэффициент неравновесности.	Скорость сдвига, $\text{c}^{-1}$						Всего
	48,6	81,0	145,8	243	437,4	729	
Сырая нефть	0,271	0,234	0,222	0,179	0,123	0,119	116,18
Азальт	0,260	0,230	0,117	0,113	0,110	0,105	88,74
А-98	0,250	0,213	0,114	0,105	0,100	0,096	82,56
Дина	0,241	0,204	0,087	0,080	0,073	0,065	66,32
Антипаг	0,228	0,160	0,090	0,055	0,036	0,020	47,69

Таблица 4

Коэффициент неравновесности Наримановской нефти, обработанный Антипаг различной концентрации ( $T = 14-16^{\circ}\text{C}$ )

Концентрация реагента Антипаг	Скорость сдвига, $\text{c}^{-1}$					
	48,6	81	145,8	243	437,4	729
Без реагента	0,271	0,234	0,222	0,179	0,123	0,119
75 г/т	0,25	0,23	0,175	0,112	0,095	0,076
100 г/т	0,228	0,16	0,09	0,055	0,036	0,02
150 г/т	0,215	0,156	0,085	0,043	0,032	0,015
200 г/т	0,235	0,19	0,155	0,1	0,086	0,058

Из таблицы 5 видно, что оптимальной концентрацией является 150 г/т, а также то, что концентрация 200 г/т привела к передозировке ДП, что согласуется с лабораторными исследованиями и теплогидравлическими расчетами. Таким образом, определение коэффициента неравновесности на основе данных равновесных и неравновесных кривых течения высокопарафинистых нефтей позволяет осуществлять выбор реагента в оптимальной концентрации при проведении лабораторных исследований. Максимальное снижение коэффициента неравновесности соответствует оптимальной присадке.

Таблица 5

Суммарный коэффициент неравновесности Наримановской нефти, обработанной ДП Антипаг различной концентрации (Т=14-16<sup>0</sup>С)

Суммарный коэффициент неравновесности	Без реагента	75 г/т	100 г/т	150 г/т	200 г/т
		116,18	89,48	47,69	43,03

#### ЛИТЕРАТУРА

1. А.И.Алиева. Исследования реологических свойств высокопарафинистых нефтей. Известия Академии Наук Азербайджана, № 3, 2003, стр. 88-93.
2. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
3. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Геостатистический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. – 2004.–№ 2.–С.18-28.
4. А.Г.Ахмадеев, М.А.Сафин. Определение эффективности действия депрессорных присадок на высокопарафинистую нефть. Нефтяное хозяйство, 3(2002) 83.

#### LITERATURA

1. A.I.Alieva. Issledovaniya reologicheskikh svojstv vysokoparafinistykh neftej. Izvestiya Akademii Nauk Azerbajdzhana, № 3, 2003, str. 88-93.
2. Polishhuk Ju.M., Jashhenko I.G. Fiziko-himicheskie svojstva neftej: statisticheskij analiz prostranstvennyh i vremennyh izmenenij. - Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «Geo», 2004. – 109 s.
3. Polishhuk Ju.M., Jashhenko I.G. Geostatisticheskij analiz raspredelenija neftej po ih fiziko-himicheskim svojstvam // Geoinformatika. – 2004.–№ 2.–S.18-28.
4. A.G.Ahmadeev, M.A.Safin. Opredelenie jeffektivnosti dejstvija depressornyh prisadok na vysokoparafinistuju neft'. Neftjanoe hozjajstvo, 3(2002) 83.

[4] Фисун А.П. Теоретические аспекты обеспечения безопасности информации в интегрированных системах конфиденциальной связи // Безопасность информационных технологий. – 1994. - №3/4. -С.98-105.

[5] Вус М.А., Герасименко В.А. О возможном методическом подходе к проблеме информационной безопасности // Информатика и вычислительная техника. – 1994. - №2-3. - С.48-49.

Алдибаева Л. Т., Мырзаханов Ә. Б.

#### Ақпараттық-басқарушы жүйелердің қауіпсіздігін талдауға бір көзқарас

**Түйіндемесі.** Ақпараттық-басқарушы жүйелердің қауіпсіздігі сұрағы қазіргі таңда шешімі мен іске асырылу жағынан бірінші орын алуда. Мақалада ақпараттық-басқарушы жүйелердің қауіпсіздігін қамтитын ертізгі сұрақтар қарастырылған. Қауіптердің жіктелу түрлері мен әртүрлі шабуылдарға қарсы тұратын әдістер, әртүрлі деңгейлерде қауіпсіздікті қамтитын тәсілдер келтірілген.

**Түйін сөздер:** ақпараттың қауіпсіздігі, рұқсатсыз қатынас жасау, ақпаратты қорғау, қауіпсіздік жүйелері.

Aldibayeva L. T., Mirzhanov A. B.

#### One look at the analysis of the security of information and control systems

**Summary.** The issue of security information management systems currently occupies first place on the importance of solutions and implementation. The article discusses the main issues of security information management systems. Presents types of classifications of threats and confrontation methods for various attacks, as well as ways to ensure security at various levels.

**Keywords:** information security, unauthorized access, information security, security.

УДК 622.276.66

Г. А. Баймаханов, Ж. Курмангазы

(Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева, Алматы, Республика Казахстан, [Galymbek01@rambler.ru](mailto:Galymbek01@rambler.ru))

#### КЛАССИФИКАЦИЯ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ

**Аннотация.** В статье рассматриваются характеристика парафинистых нефти и их физико-химические свойства с высоким содержанием парафинов, также дается исследование реологических свойств нефти.

**Ключевые слова:** парафинистая нефть, углеводород, классификация.

Высокопарафинистые нефти - это реологически сложные жидкости, которые представляют собой неравновесные системы с неоднородным составом, склонные к структурообразованию (тиксотропии) при понижении температуры. В настоящее время для улучшения транспортных свойств высокопарафинистых нефтей активно применяются химические реагенты – полимерные вещества, препятствующие образованию пространственной кристаллической решетки парафинов в объеме нефти, и как следствие, снижающие температуру застывания и реологические параметры данного вида нефтей.

Парафиновые углеводороды (метан, этан, пропан и т.д.) имеют химическую формулу  $C_nH_{2n+2}$  ( $n$  – число атомов углерода). При  $n$  от 1 до 4 парафиновые углеводороды являются газами, при  $n$  от 5 до 15 – жидкостями, при  $n > 16$  – при обычных температурах твердыми веществами. Твердые углеводороды метанового ряда называют парафинами. Температура их плавления составляет в основном 52...62°C. В пластовых условиях парафины находятся в растворенном состоянии. Однако при снижении температуры, давления и выделении растворенного газа парафин выделяется из нефти в виде кристаллов, создавая тем самым проблемы для ее фильтрации в пласте и движения в трубопроводах. В зависимости от строения и количества жидких парафиновых углеводородов в нефтях, свойства получаемых из них нефтепродуктов могут различаться довольно существенно. Общая информация о свойствах парафинистых нефтей дана табл. 1. Из нее видно, что в среднем ПН нефти согласно классификации, представленной в монографии, малосернистые, смолистые, малоасфальтенистые и имеют среднюю плотность (0,84-0,88 г/см<sup>3</sup>) и среднее содержание фракции н.к. 200 °С. Доверительные интервалы, указанные в табл. 4, определены для вероятности 95 % /1/.

Таблица 4. Коэффициент неравновесности Наримановской нефти, обработанный Антипаг различной концентрации (T=14-16°C)

Концентрация реагента Антипаг	Скорость сдвига, с <sup>-1</sup>					
	48,6	81	145,8	243	437,4	729
Без реагента	0,271	0,234	0,222	0,179	0,123	0,119
75 г/т	0,25	0,23	0,175	0,112	0,095	0,076
100 г/т	0,228	0,16	0,09	0,055	0,036	0,02
150 г/т	0,215	0,156	0,085	0,043	0,032	0,015
200 г/т	0,235	0,19	0,155	0,1	0,086	0,058

Таблица 5. Суммарный коэффициент неравновесности Наримановской нефти, обработанной ДП Антипаг различной концентрации (T=14-16°C)

Суммарный коэффициент неравновесности	Без реагента	75 г/т	100 г/т	150 г/т	200 г/т
		116,18	89,48	47,69	43,03

#### ЛИТЕРАТУРА

[1] А.И.Алиева. Исследования реологических свойств высокопарафинистых нефтей. Известия Академии Наук Азербайджана, № 3, 2003, стр. 88-93.

[2] Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.

[3] Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Геоэкономический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. – 2004.–№ 2.–С.18-28.

[4] А.Г.Ахмадиев, М.А.Сафин. Определение эффективности действия депрессорных присадок на высокопарафинистую нефть. Нефтяное хозяйство, 3(2002) 83.

Баймаханов Г.А., Курмангазы Ж.

#### Парафин мұнайның жіктелуі

Мұнай реологиялық қасиеттерін зерттеу арқылы берілген Бұл мақала, парафин, мұнай және парафиннің жоғары үлесімен өз физикалық және химиялық қасиеттерін сипаттамаларын талқылайды.

**Кілтгі сөздер:** парафин, мұнай, көмірсутегі, жіктелуі.

Baimakhanov G.A., Kurmangazy Zh.

#### Classification of paraffin oils

This article discusses the characteristics of paraffin oil and their physical and chemical properties with a high paraffin content, as given by the study of the rheological properties of oil.

**Keywords:** paraffin oil, hydrocarbon classification.

УДК 658.52.011.56:665.7

А. М. Сагадиева, Б. А. Сулейменов, О. В. Жирнова, С. К. Абдигалиев, А. Акбасов  
(Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, Алматы, Республика Казахстан, [aiga\\_s\\_92@mail.ru](mailto:aiga_s_92@mail.ru))

#### РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОВ СЖИГАНИЯ БИОГАЗА

**Аннотация:** Проанализированы конструкции биореакторов для переработки различных отходов сельскохозяйственного производства, построена базовая математическая модель функционирования биореактора и системы регулирования, рассмотрена структура процесса анаэробного брожения. А также рассмотрены задачи параллельного и последовательного объединения реакторов.