



UDC: 541.183:661.183.2

## ИССЛЕДОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ПРИМЕСНЫХ МЕТАЛЛОВ В СОСТАВЕ ПОЛУПРОДУКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ “УСРЕДНЕННОЙ” НЕФТИ

**Тешабаев Зафаржон Алимович,**

кандидат технических наук, научный сотрудник,  
ORCID: 0000-0002-0371-9622;

**Джалалова Шахноза Бадамбаевна,**

доктор технических наук, старший научный сотрудник,  
ORCID: 0000-0001-6794-0425;

**Гуломов Шухраткадир Ташматович,**

доктор философии по техническим наукам (PhD),  
старший научный сотрудник,  
ORCID: 0000-0002-5793-3018;

**Насуллаев Хикматулло Абдулазизович,**

PhD по химическим наукам,  
старший научный сотрудник,  
ORCID: 0000-0001-6829-3397;

**Эргашев Махмуджон Мамаджанович,**

кандидат технических наук,  
научный сотрудник,  
ORCID: 0000-0001-8463-6265

Узбекский научно-исследовательский химико-фармацевтический институт

**Рахимжонов Бекмуроджон Бахтиёржон угли,**

докторант (PhD),  
ORCID: 0000-0002-5206-8598

Ташкентский химико-технологический институт

***Аннотация.** Целью исследования являлось изучение особенностей распределения примесных металлов в продуктах перегонки ряда типов тяжелой нефти, добываемых в Узбекистане, смешанных с газовым конденсатом. Выявлено, что основная масса примесей в исходной нефти представлена преимущественно кальциевыми солями нефтяных кислот. Термическое разложение нафтенатов примесных металлов сопровождается образованием органических кислот с высокой коррозионной активностью. Концентрация металлоорганических соединений V, Ni, Fe и других d-элементов в нефти Узбекистана на порядок меньше, чем в тяжелой нефти известных месторождений Ближнего Востока и России. Однако коррозионная агрессивность нефтяных кислот в совокупности с наличием в реакционной среде сероводорода обуславливает резкий рост примесей в сырье,*



поступающем на гидроочистку, в виде смеси  $FeO(OH)$ ,  $FeO$ ,  $Fe_2O_3$ ,  $Fe^0$ ,  $Fe_{1-x}S$ ,  $FeS$  и  $CaS$ . Доказано, что для производства экологически чистого товарного топлива и масел, а также обеспечения длительной эксплуатации катализаторов гидроочистки дистиллятных и остаточных фракций, полученных переработкой местного углеводородного сырья, необходимо использовать специальные защитные слои, активно извлекающие продукты коррозии, наряду с соединениями типа нафтенатов кальция, никеля и железа.

**Ключевые слова:** переработка тяжелой нефти, нефтяные остатки, дистиллятные фракции, примесные металлы.

## УМУМЛАШТИРИЛГАН НЕФТЛАР ЯРИМ ТАЙЁР МАҲСУЛОТЛАРИ ТАРКИБИДАГИ МЕТАЛЛ ЗАРРАЛАРИ КОНЦЕНТРАЦИЯЛАРИ ЎЗГАРИШИНИ ЎРГАНИШ

**Тешабаев Зафаржон Алимович,**  
техника фанлари номзоди,  
илмий ходим;

**Джалалова Шахноза Бадамбаевна,**  
техника фанлари доктори,  
катта илмий ходим;

**Ғуломов Шухратқодир Ташматович,**  
техника фанлари бўйича фалсафа доктори,  
катта илмий ходим;

**Насуллаев Хикматулло Абдулазизович**  
кимё фанлари бўйича фалсафа доктори  
катта илмий ходим;

**Эргашев Махмутжон Мамаджонович,**  
техника фанлари номзоди,  
илмий ходим

Ўзбекистон кимё-фармацевтика илмий тадқиқот институти

**Рахимжонов Бекмуроджон Бахтиёржон ўғли,**  
докторант (PhD)

Тошкент кимё-технология институти

**Аннотация.** Тадқиқотнинг мақсади Ўзбекистонда қазиб чиқариладиган ва газ конденсати билан аралаштирилиб енгил фракциялар ҳайдаб олишида фойдаланиладиган бир қатор оғир нефть намуналари таркибидаги металл қолдиқлари тақсимланишини ўрганишдан иборат. Нафтенатлардаги металл бирикмаларнинг термик парчаланиши юқори фаолликка эга органик кислоталар ҳосил бўлиши билан изоҳланади. Нефть хомашёсидаги асосий металл қолдиқлари нефть кислоталарининг кальций тузлари шаклида эканлиги аниқланди.  $V$ ,  $Ni$ ,  $Fe$  металлорганик бирикмалари ва бошқа Ўзбекистон нефтларидаги  $d$ -элемент бирикмалари концентрацияси Яқин Шарқ ва Россиянинг маълум конларидаги оғир нефть таркибига нисбатан анча пастлиги тадқиқ этилди. Аммо  $FeO(OH)$ ,  $FeO$ ,  $Fe_2O_3$ ,  $Fe^0$ ,



*FeI-xS, FeS и CaS турдаги аралашмалар гидротозалаш жараёнларига тушганда, реакция оралигида нефть кислоталарининг коррозия беқарорлиги сабабли хомашё таркибидаги зарарли зарралар миқдорининг тезкор кўтарилишига сабаб бўлиши кўрсатилди. Экологик тоза товар маҳсулотлари ёқилги ва мойлар олиши ҳамда маҳаллий углеводород хомашёсини қайта ишлаш жараёнида олинган дистиллат ва қолдиқ фракцияларни гидротозалаш учун катализаторлардан узоқ муддатли фойдаланишни таъминлаш мақсадида, кальций, никель ва темир нафтенатлар каби бирикмалар билан бирга коррозия маҳсулотларини ютиши учун махсус ҳимоя қатламларидан фойдаланиш лозимлиги исботланди.*

***Калим сўзлар:** оғир нефтни қайта ишлаш, нефть қолдиқлари, дистиллят фракциялари, металл зарралари.*

## RESEARCH INTO CHANGES IN CONCENTRATION OF IMPURITY METALS IN THE COMPOSITION OF SEMI-PRODUCTS DERIVED FROM PROCESSING OF “AVERAGED” OIL

**Teshabaev Zafar Alimovich,**  
Candidate of Technical Science,  
Researcher;

**Djalalova Shakhnoz Badambaevna,**  
Doctor of Technical Science,  
Senior Researcher;

**Gulomov Shukhratkadir Tashmatovich,**  
PhD, in Technical Science,  
Senior Researcher;

**Nasullaev Khikmatullo Abdulazizovich,**  
PhD, in Chemical sciences,  
Senior Researcher;

**Ergashev Makhmudjon Mamadjanovich,**  
Candidate of Technical Science, Researcher

Uzbek Scientific Research Chemical-Pharmaceutical Institute

**Rakhimjonov Bekturodjon Bakhtiyorjon ugli,**  
Doctoral Student

Tashkent Chemical-Technological Institute

***Abstract.** The aim of the research was to study the features of distribution of impurity metals in the distillates of several types of heavy oil produced in Uzbekistan, mixed with gas condensate. It has been revealed that the basic mass of impurities in the original oil is represented mainly by calcium salts of petroleum acids. Thermal decomposition of impurity metal naphthenates is accompanied by formation of highly corrosive organic acids. The concentration of organometallic compounds V, Ni, Fe and other d-elements in the oils produced in Uzbekistan is comparatively less than of the heavy oils in the known deposits of the Middle East and Russia. However, the corrosion activity of petroleum acids, together with the presence of hydrogen sulfide in the reaction*



medium, causes a sharp increase in impurities in the feedstock supplied to hydrotreating, in the form of a mixture of  $FeO(OH)$ ,  $FeO$ ,  $Fe_2O_3$ ,  $Fe^0$ ,  $Fe_{1-x}S$ ,  $FeS$  and  $CaS$ . It has been proven that for producing of environmentally friendly commercial fuels and oils, as well as ensuring long-term operation of catalysts for hydrotreating distillate and residual fractions obtained by processing local hydrocarbon raw materials, it is recommendable to use special protective layers that actively extract corrosion products, along with compounds such as naphthenates of calcium, nickel and iron.

**Keywords:** processing of heavy oils, oil residues, distillate fractions, impurity metals.

## Введение

Общемировой тенденцией нефтяной отрасли является необходимость широко вовлекать в глубокую переработку тяжелые, вязкие сернистые виды нефти и нефтяные остатки. Тяжелая нефть состоит преимущественно из крупных молекул, характеризуется высокой динамической вязкостью (до 10000 мПа·с) и плотностью (от 920 до 1000 кг/м<sup>3</sup>), а также повышенным содержанием серы и примесей металлов и пониженным содержанием топливных фракций [1, с. 47]. К этой категории относятся залежи нефти в Сурхандарьинском и Бухара-Хивинском регионах, содержащие по 50 % смол и асфальтенов [2, с. 40]. Из-за проблем, возникающих при добыче высоковязкой нефти и сравнительно низкой эффективности стандартных термических и гидрогенизационных процессов, ее переработка отличается повышенной энергоемкостью и низкой рентабельностью. Поэтому во всем мире разрабатываются принципиально новые технологии облагораживания тяжелой нефти [3, с. 220; 4, с. 219]. Основной задачей при этом является получение так называемой полусинтетической нефти непосредственно на нефтепромыслах.

Трансформация тяжелой нефти в менее вязкую, пригодную для транспортировки по нефтепроводу, может быть достигнута снижением содержания углерода в сырье в таких процессах, как деасфальтизация, замедленное коксование, висбрекинг, различные виды крекинга и гидрогенизация. Но реализация гидропроцессов и каталитического крекинга затруднительна на местах добычи из-за сложного аппаратного оформления [5, с. 226; 6, с. 23], хотя применение совре-

менных катализаторов и ужесточение режима позволило существенно уменьшить размеры технологического оборудования термокаталитических процессов [7, с. 36; 8, с. 441].

Перспективным направлением переработки тяжелой нефти является каталитический паровой крекинг [1, с. 47; 9, с. 315]. В этом случае проявляются основные преимущества дисперсных систем на основе 3d-металлов [10, с. 274; 11; 12, с. 409; 13, с. 305; 14, с. 370; 15, с. 92; 1, с. 47].

Высокое содержание смол, асфальтенов (САВ) и гетероатомов металлов обуславливает необходимость предварительной деметаллизации тяжелой нефти [16, с. 393].

Спецификой переработки нефти на Ферганском и Бухарском НПЗ является использование так называемой среднетрубной или усредненной нефти, получаемой путем смешения вязкой нефти различных месторождений с газовым конденсатом. Газовые конденсаты, нефть и тяжелые нефтяные остатки (мазут, гудрон) представляют собой сложные коллоидно-дисперсные системы, свойства которых переменны и зависят от множества факторов, где основными являются состав и свойства углеводородов. Смеси нефти, отличающиеся по фракционному и химическому составу, тем более с добавкой газового конденсата, проявляют неадекватное изменение свойств в зависимости от соотношения компонентов и нелинейное проявление в процессах прямой перегонки [17, с. 141].

Накопление и обобщение сведений о поведении САВ и примесных металлов в составе усредненной нефти на различных стадиях термических и термокаталитичес-



ких процессов имеют большое значение при оптимизации технологии переработки как высокомолекулярных остатков перегонки, так и естественного тяжелого нефтяного сырья. Настоящая работа ориентирована на получение экспериментальных данных, необходимых при выборе систем защитного слоя для катализаторов гидрообессеривания высококипящих дистиллятов и деасфальтизированного гудрона.

### Материалы и методы

Плотность исследуемых образцов нефти, поступавшей на Ферганский НПЗ в различные периоды времени, и продуктов их переработки на промышленных установках (табл. 1) и перегонки в лабораторных условиях (табл. 2) при 20 °С определяли на вибрационном измерителе плотности ВИП-2М, а вязкость с помощью автоматической системы АКВ-202.

Содержание серы и металлов в сырье и продуктах его переработки определяли рентгенофлуоресцентным методом. Кислотность нефти и продуктов ее переработки (К.Ч.; мг КОН/100 см<sup>3</sup>) определяли методом Гольде, основанном на прямом титровании спиртовой вытяжки кислых компонентов раствором гидроксида натрия.

Содержание асфальтенов в составе исследуемых образцов оценивали гравиметрически, путем их осаждения 10-кратным количеством петролейного эфира в течение трех часов, с последующей фильтрацией и сушкой при температуре не выше 40 °С.

Групповой химический анализ углеводородов и содержания смол в деасфальтизате, полученном после выделения асфальтенов, осуществляли хроматографическим колонно-адсорбционным методом с использованием дробных растворителей, состоящих из бензола и петролейного эфира. К смолистым веществам относили фракции после выделения аренов с  $n_D^{20} > 1,59$ , у которых из-за темного цвета не представлялось возможным определить показатель преломления.

Количество микропримесей металлов оценивали с помощью атомно-абсорбционного спектрометра SP 9 PYEUNICAM. Нефтяные кислоты выделяли в форме нат

риевых солей [18, с. 68]. Для этого навески исследуемых образцов разбавляли бензолом, смешивали с 1н спиртовым раствором гидроксида натрия и кипятили в течение 40 минут. После охлаждения смесь разбавляли водой, отделяли водный слой, который упаривали и подкисляли 10 % раствором серной кислоты до pH = 5-6. Из подкисленного раствора нефтяные кислоты экстрагировали хлороформом, высушивали и взвешивали.

### Результаты исследования

В экспериментах использовали по 3 образца нефти и продуктов ее переработки, отличающиеся значением плотности и содержанием серы. Экспериментально установлено, что групповой химический состав исследованных смесей нефти значительно различается. Малосернистая нефть I с минимальной среди изученных образцов плотностью отличается довольно низким содержанием парафинов, полициклических ароматических углеводородов и смол. Высокий выход углеводородов, выкипающих до 350 °С, и вакуумного газойля обуславливают ее перспективность при получении узких дистиллятов дизельных и легких масляных фракций. Типичный вакуумный газойль, полученный из нефти I, имеет следующие характеристики: температура кипения 350-500 °С, плотность 0,860 г/см<sup>3</sup>, цвет по ЦНТ 4,5, содержание серы (S) 1,05 % масс., коэффициент рефракции  $n_D^{50} = 1,4850$ , кинематическая вязкость 8,63 сСт при 100 °С, температура застывания -15 °С.

Средняя по плотности и вязкости среднесернистая нефть II характеризуется меньшим выходом топливных фракций при увеличении количества мазута как в промышленных, так и в лабораторных условиях. В составе дистиллятных фракций преобладают парафиновые углеводороды (до 70 % масс.), на долю нафтеновых и ароматических углеводородов приходится около 10 и 20 % соответственно. Кинематическая вязкость промышленного вакуумного газойля возрастает до 35 сСт при 50 °С, а деасфальтизированной остаточной фракции колеблется в пределах 18,83 до 28,43 сСт при 100 °С.



Таблица 1

Анализ различных образцов нефти и продуктов ее переработки  
в промышленных условиях

Шифр образца нефти	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Содержание						
		%, масс.		К.Ч.	металлов, ppm			
		сера	САВ		Ca	Fe	Ni	V
Товарная усредненная нефть								
I	0,840	0,53	9,85	0,011	10,7	0,2	3,7	0,5
II	0,860	1,02	25,8	0,017	39,4	1,2	4,5	4,8
III	0,890	1,28	32,4	0,032	45,8	1,3	7,9	26,5
Прямогонный дизельный дистиллят, T <sub>д</sub> 160-360 °С								
I	0,8322	0,52	0,001	0,064	0,03	0,17	Нет	Нет
II	0,8380	0,78	0,002	0,152	0,04	0,23	Нет	Нет
III	0,8392	1,06	0,004	0,453	0,17	0,71	Нет	Нет
Остаток атмосферной перегонки нефти (мазут); T <sub>д</sub> >350 °С								
I	0,922	1,72	5,13	0,022	50,3	12,8	12,5	1,5
II	0,925	2,15	13,4	0,057	183,4	13,3	21,2	22,0
III	0,931	3,32	16,2	0,124	198,2	13,6	28,2	92,7
Вакуумный газойль, T <sub>д</sub> 370-490 °С								
II	0,860	1,03	1,8	0,074	0,1	0,08	0,01	Нет
III	0,886	1,34	2,9	0,137	0,14	0,13	0,02	Нет
Остаток вакуумной перегонки (Гудрон)								
I	0,942	2,14	16,1	Нет	120,2	39,5	18,4	3,7
II	1,002	2,54	36,2	0,008	440,0	123	50,2	53,4
III	1,023	3,68	48,3	0,006	467,2	133	75,8	220
Деасфальтизированный остаток вакуумной перегонки								
I	0,878	0,81	1,7	0,003	5,7	4,9	0,4	Нет
II	0,898	1,12	2,5	0,011	13,8	5,8	1,2	0,3
III	0,902	1,5	4,9	0,013	11,4	5,4	1,7	0,4
Газойль коксования								
I	903	0,35	1,7	0,082	0,009	0,31	Нет	Нет
II	843	2,03	12,7	0,145	0,042	1,32	Нет	Нет
III	901	2,46	13,6	0,173	0,170	2,45	0,03	0,05

При перегонке тяжелой по плотности среднесернистой нефти III количество прямогонных дистиллятов, полученных в лабораторных условиях, снижается на 22 и 18 % по сравнению с нефтью I и II соответственно и составляет всего 16 % от массы исходной нефти.

Благодаря повышенному содержанию смол в мазуте (19,5 %) и гудроне (25,8 % масс.) остатки атмосферной и вакуумной перегонки нефти III являются перспективным сырьем для производства базовых масел с высокой вязкостью. Деасфальтизированная остаточная фракция, полученная из указанной нефти на Ферганском НПЗ, имеет следующие характеристики: температура кипения

500-590 °С, удельная плотность 0,902 г/см<sup>3</sup>, цвет по ЦНТ больше 8,0, содержание серы (S) 1,5 % масс., содержание азота (N) 0,145 % масс., йодное число (й.ч.) 0,7 г J<sub>2</sub>/100 г, содержание смолисто-асфальтеновых веществ 4,9 % масс., коэффициент рефракции  $n_D^{50} = 1,4980$ , кинематическая вязкость 23,54 сСт при 100 °С, температура застывания -14 °С.

Ранее нами было отмечено, что среди причин, обуславливающих необратимую дезактивацию катализаторов гидрообессеривания дизельных и масляных фракций, ведущее место принадлежит отложениям с аномально высоким содержанием соединений железа и кальция [19, с. 325]. Периодический анализ усредненной нефти, пос-



тупавшей в течение нескольких последних лет на Ферганский НПЗ, выявил следующие колебания состава примесных элементов, ppm: Ca – 8-50, Cl – 7-25, Si – 5-22, Na – 5-11, Ni – 2-8, Fe – 0,1-1,5, V – 0,0 -27, Pb – 0,0-1,4, K – 0,0-1,1, Cu – 0,0-0,5, Zn – 0,01-0,5, Ti – 0,0- 0,4, Cr – 0,0-0,1.

Таким образом, спецификой перерабатываемой нефти являлась довольно низкая концентрация металлоорганических соединений ванадия и никеля – типичных каталитических ядов. Например, нефть Волго-Уральского региона России содержит от 250 до 1400 ppm пятиоксида ванадия. В некоторых типах нефти содержание ванадия может достигать 1200 ppm, и содержание порфиринового ванадия может меняться от 20 до 50 % от суммарного ванадия [20, с. 217]. По данным Kuwait Institute for Scientific Research [21, с. 41], после переработки ближневосточной нефти отработанные катализаторы могут содержать от 4 до 26 % масс. ванадия

и 4-5,6 % масс. никеля. Чаще всего в образцах местной усредненной нефти среди примесей переходных металлов преобладал никель, лишь иногда были обнаружены довольно высокие концентрации ванадия, но никогда содержание железа не превышало 1,5 ppm.

Анализ промышленных продуктов переработки трех типов нефти с различным исходным содержанием основных примесных металлов выявил близкое к пропорциональному увеличению концентрации Ca, Ni и V в составе остаточных фракций атмосферной (в 3,0-4,7 раза) и вакуумной (в 5-11 раз) перегонки (табл. 1). Эти результаты хорошо согласуются с литературными источниками о концентрировании большей части примесных металлов в нефтяных остатках и данными анализа кубовых остатков после отгона дистиллятов при температуре 350 °С, атмосферном давлении и под вакуумом (табл. 2).

Таблица 2

Анализ продуктов перегонки различных образцов нефти, а также осадков, отобранных на установках Ферганского НПЗ

Шифр образца из нефти (год)	Плотность; г/см <sup>3</sup>	Содержание						
		%, масс.		К.Ч.	металлов, ppm			
		сера	САВ		Ca	Fe	Ni	V
Остаток атмосферной перегонки нефти ..... (мазут); T <sub>к</sub> > 350 °С								
I	0,909	1,74	5,34	0,020	49,5	0,9	12,6	1,3
II	0,913	2,03	13,6	0,064	175,1	5,6	20,5	22,8
III	0,928	3,23	16,8	0,127	205,4	4,7	28,6	90,3
Остаток вакуумной перегонки мазута ..... (гудрон) ; T <sub>к</sub> > 350 °С								
I	0,942	2,14	16,1	0,006	123,1	2,4	28,9	4,6
II	1,002	2,54	36,2	0,017	488,6	16,5	45,9	42,2
III	1,023	3,68	48,3	0,014	581,7	18,1	82,2	201
Осадок с промышленного фильтра установки ГДС			25,7	0,03	7800	180000	0,09	0,01
Осадок в промышленном дизельном дистилляте			15,2	0,004	3750	68600	0,03	Нет
Осадок в промышленном деасфальтизованном остатке			29,6	0,096	8300	Нет	0,04	0,01

Указанная закономерность сильно нарушалась по отношению к изменению содержания железа. Концентрация железа в мазуте – остатке атмосферной перегонки – возрастала в 10-60 раз, а в гудроне – в 100-

200 раз по сравнению с исходной нефтью. Относительное увеличение концентрации железа по сравнению с прочими металлами наблюдалось и в составе прямогонных дистиллятов. Содержание железа в дизельном



дистилляте, поступающем на установку гидроочистки, в 4-6 раз превышало количество кальция (табл. 1). При этом концентрация никеля и ванадия была ниже чувствительности метода анализа. В газойле коксования массовое содержание железа было уже в 14-34 раза больше, чем кальция. Однако вакуумный газойль содержал почти одинаковое количество железа и кальция.

Сопоставление результатов изменения кислотного числа в процессе переработки исследуемых образцов усредненной нефти с количеством выделенных из них свободных нафтеновых кислот позволило прийти к заключению, что в исходной нефти большая часть соединений, содержащих карбоксильную группу, находится в форме нафтенатов кальция и натрия [22, с. 104].

Из прямогонного дизельного дистиллята было выделено не более 1,5 % масс. свободных нафтеновых кислот, их высокая активность при высоких температурах обуславливала взаимодействие с материалом оборудования и формирование взвешенных частиц продуктов коррозии, в основном улавливаемых на фильтре установки ГДС (табл. 2). Большая часть продуктов коррозии, преимущественно в виде соответствующих сульфидов, концентрировалась в остатках атмосферной и вакуумной перегонки. Эти данные показывают, что, несмотря на удаление значительной части металлов в процессе деасфальтизации, сырье для производства вязких базовых масел представляет серьезную опасность для эффективного функционирования катализаторов гидро-

очистки из-за высокой концентрации примесных металлов.

Учитывая общемировую тенденцию к утяжелению добываемой нефти, а следовательно, увеличение количества тяжелых остатков, обогащенных металлами, технология переработки проблемного сырья непременно должна включать стадию деметаллизации, в первую очередь специфичных для конкретного сырья соединений металлов.

### Выводы

1. Близкое содержание смолисто-асфальтовых веществ и примесей металлов в составе вязкой нефти, добываемой в Узбекистане, и остаточных продуктах перегонки их смесей с газовым конденсатом указывают на общность проблем при реализации гидрокаталитических процессов и необходимость разработки соответствующих защитных слоев, адаптированных к свойствам конкретного углеводородного сырья.

2. Выявлено, что основной причиной аномально высокого содержания примесного железа в дистиллятных и остаточных фракциях при переработке исследуемой усредненной нефти является повышенное содержание нафтенатов щелочных и щелочноземельных металлов, наряду с нефтяными кислотами.

3. Для улучшения технико-экономических и экологических показателей топлива и масел, производимых на базе усредненной тяжелой нефти Узбекистана необходимо в первую очередь применять защитные слои, эффективно удерживающие соединения кальция и железа.

## REFERENCES

1. Galilullin E.A., Fahhrutdinov R.Z. Noviyе tehnologii pererabotki tyajolih neftey i prirodnih bitumov [New technologies for processing heavy oils and natural bitumen]. Technological University Bulletin, 2016, vol. 19, no. 4, pp. 47-51.
2. Alimov M.M. Otkritiye mestorojdeniy tyajolih neftey i prirodnix bitumov v Surhandarinskom neftegazonosnom regione – ogromniy potentsial dlya neftegazopererabotki i



neftegazohimii. Materiali Respublikanskoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii. Pererabotka nefti I gaza, alternativnoe toplivo [Discovery of deposits of heavy oils and natural bitumen in the Surkhandarya oil and gas region – a huge potential for the development of oil and gas processing and petrochemicals. Materials of the Republican Scientific and Technical Conference. Oil and gas processing, alternative fuels]. Tashkent, 2016, pp. 39-42.

3. Castañeda L.C., Muñoz J.A.D., Ancheyta J. Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils. *Catalysis Today*, 2014, vol. 220–222, pp. 248-273.

4. Muraza O., Galadima A. Aquathermolysis of heavy oil: a review and perspective on catalyst development. *Fuel*, 2015, vol. 157, pp. 219-231.

5. Hussain A.I., Altani A.M., Kubu M., Cejka J. et al. Catalytic cracking of Arabian Light VGO over novel zeolites as FCC catalyst additives for maximizing propylene yield. *Fuel*, 2016, vol. 167, pp. 226-239.

6. Hussain A.I., Palani A., Aitani A.M., Cejka J., Shamzhy M., Kubu M., Al-Khattaf S.S. et al. Catalytic cracking of vacuum gasoil over –SVR, ITH, and MFI zeolites as FCC catalyst additives. *Fuel. Processing Technology*, 2017, vol. 161, pp. 23-32.

7. Tian M., Zhao T.Q., Chin P.L., Liu B.S., Cheung A.S.-C. Methane and propane co-conversion study over zinc, molybdenum and gallium modified HZSM-5 catalysts using time-of-flight mass-spectrometry. *Chemical Physics Letters*, 2014, vol. 592, pp. 36-40.

8. Parthasarathi R.S., Alabduljabbar S.S. High-severity fluidized catalytic cracking: a newcomer to the FCC family. *Applied Petrochemical Research*, 2014, no. 4, pp. 441-444.

9. Gai X.K. Catalytic bitumen cracking in sub- and supercritical water. *Fuel, Processing Technology*, 2016, vol. 142, pp. 315-318.

10. Angeles M.J. A review of experimental procedures for heavy oil hydrocracking with dispersed catalyst. *Catalysis Today*, 2014, vol. 220-222, pp. 274-294.

11. Emad A.S., Bdwi S.A. Ali M.R., Quddus S.A., Al-Bogami Sh.A., Hossain M. Kinetics of Promotional Effects of Oil-Soluble Dispersed Metal (Mo, Co, and Fe) Catalysts on Slurry Phase Hydrocracking of Vacuum Gas Oil. *Energy & Fuels*, 2017, no. 31 (3), pp. 3132-3142. DOI: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b03322/>.

12. Eshraghian A., Husein M.M. Catalytic thermal cracking of Athabasca VR in a closed reactor system. *Fuel*, 2018, vol. 217, pp. 409-419.

13. Lim S.H. Effect of reaction temperature and time on the products and asphaltene dispersion stability in slurry phase hydrocracking of vacuum residue. *Fuel*, 2018, March, vol. 234, pp. 305-311.

14. Du J. Multimetal catalysts for slurry-phase hydrocracking of coal-tar vacuum residue: Impact of inherent inorganic minerals. *Fuel*, 2018, vol. 215, pp. 370-377.

15. Go K.S. Characteristics of slurry phase hydrocracking for vacuum residue with reaction temperature and concentrations of MoS<sub>2</sub> dispersed catalysts. *Catalysis Today*, 2018, vol. 305, pp. 92-101.

16. Don A.R., Voronetskaya N.G., Grinko A.A. Golovka A.K. Vliyaniye smolisto-asfaltanovih veshestv na termicheskiye prevrasheniya uglevodorodov prirodnih bitumov [Influence of resinous-asphaltene substances on thermal transformations of hydrocarbons of natural bitumen]. *Tomsk University Bulletin*, 2015, no. 393, pp. 240-249. DOI: 10.17223/15617793/393/39/.

17. Komarova E.V., Evdokimova N.G., Mardanova M.R. Regulirovaniye svoystv sirya atmosferno-vakumnoy peregonki s selyu uvelicheniya vihoda svetlyih nefteproduktov [Regulation of the properties of raw materials of atmospheric vacuum distillation in order to increase the yield of light oil products]. *Neftegazovoe delo – Oil and Gas Work*, 2013, vol. 11, no. 4, pp. 141-144.

18. Ivanova L.V., Koshelev V.N., Socova N.A., Burov E.A. Neftyaniye kisloti i ih primeneniye [Petroleum acids and their use]. *Trudy RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina – Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2013, no. 1 (270), pp. 68-80.



19. Yunusov M.P., DjalalovaSh.B., NasullaevKh.A., Teshabaev Z.A., Gulomov Sh.T., Rakhimjanov B.B. Synthesis and industrial application of protective layer catalysts based on kaolin for hydroclean installations. *Chemical problems*, 2020, no. 3 (18), pp. 325-335.

20. Ongarbayev E.K., Oteuli Sh.A., Muratov D. Demetilizasiya i deasfaltizasiya tyajologo neftyanogo sirya [Demetallization and deasphalting of heavy petroleum feedstocks]. *Gorenie i plazmohimija – Combustion and Plasma Chemistry*, 2018, no. 16, pp. 217-225.

21. Marafi M.M., Rana M.S. Refinery waste: the spent hydro processing catalyst and its recycling options. This paper is part of the Proceedings of the 8 International th Conference on Waste Management and The Environment. WM, 2016.

22. Evdokimov I.N., Loseva A.P. Komplekt uchebnykh posobiy po programme masterskoy podgotovki. Neftgazoviye nanotehnologii dlya razrabotki i ekspluatasii mestorojdeniy [A set of teaching aids for the master's program. Oil and gas nanotechnology for the development and operation of fields]. Issue 5, tutorial. Moscow, Russian State University of Oil and Gas. I.M. Gubkina, 2008, 104 p.