

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2019, №2, Том 11 / 2019, No 2, Vol 11 <https://esj.today/issue-2-2019.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/43NZVN219.pdf>

**Ссылка для цитирования этой статьи:**

Калыбай А.А., Надиров Н.К., Ширинских А.В., Нуржанова С.Б., Солодова Е.В., Зайтова С.Т. Модернизация процессов переработки тяжелого нефтяного сырья // Вестник Евразийской науки, 2019 №2, <https://esj.today/PDF/43NZVN219.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

**For citation:**

Kalybai A.A., Nadirov N.K., Shirinskikh A.V., Nurzhanova S.B., Solodova E.V., Zaitova S.T. (2019). Upgrading of processes of heavy oil raw materials. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 2(11). Available at: <https://esj.today/PDF/43NZVN219.pdf> (in Russian)

УДК 665.63

ГРНТИ 61.51.17

**Калыбай Айсултан Абдуллович**

Национальная инженерная академия Республики Казахстан, Алматы, Республика Казахстан  
Академик  
Главный научный сотрудник «Научно-инженерного центра «Нефть»  
E-mail: [jarboldauletov@gmail.com](mailto:jarboldauletov@gmail.com)

**Надиров Надир Каримович**

Национальная инженерная академия Республики Казахстан, Алматы, Республика Казахстан  
Первый вице-президент, академик  
Академик «Национальной академии наук Республики Казахстан»  
E-mail: [PKnnk32@mail.ru](mailto:PKnnk32@mail.ru)

**Ширинских Александр Васильевич**

АО «Институт топлива, катализа и электрохимии им. Д.В. Сокольского», Алматы, Республика Казахстан  
Главный научный сотрудник  
Кандидат химических наук  
E-mail: [shirinskikh40@bk.ru](mailto:shirinskikh40@bk.ru)

**Нуржанова Сауле Бакировна**

АО «Институт топлива, катализа и электрохимии им. Д.В. Сокольского», Алматы, Республика Казахстан  
Старший научный сотрудник  
Кандидат химических наук  
E-mail: [nurzhanova.s@mail.ru](mailto:nurzhanova.s@mail.ru)

**Солодова Елена Владимировна**

АО «Институт топлива, катализа и электрохимии им. Д.В. Сокольского», Алматы, Республика Казахстан  
Кандидат биологических наук  
Ведущий научный сотрудник  
E-mail: [solodova.e@mail.ru](mailto:solodova.e@mail.ru)

**Зайтова Сахида Талгатовна**

Национальная инженерная академия Республики Казахстан, Алматы, Республика Казахстан  
Научный сотрудник «Научно-инженерного центра «Нефть»  
Магистр экономических наук  
E-mail: [talgatova\\_sahida@mail.ru](mailto:talgatova_sahida@mail.ru)

**Модернизация процессов  
переработки тяжелого нефтяного сырья**

**Аннотация.** В статье рассмотрены основные закономерности гидроконверсии тяжелого нефтяного сырья – это поднятие потенциалов от исходных 20 % до 92 % массовых, снижение температуры начала кипения от исходных +200 °С до +70 °С и температура конца кипения от исходных +630 °С до +403 °С, кинематической вязкости от исходных 3277 до 4,24 мм<sup>2</sup>/с, полная очистка от гетероатомов и рост исходной углеводородной массы до 4 % массовых. Приведены результаты исследований гидродинамического и электрогидравлического воздействий на нефть. Показана возможность переработки нефтяных остатков с использованием комбинированного способа вакуумно-волновой гидроконверсии и электрогидравлического удара с получением до 30 % бензиновой фракции, улучшением реологических и товарных свойств.

**Ключевые слова:** высоковязкая нефть; нефтебитум; нефтешлам; гидроконверсия; гидродинамическая обработка; вакуумно-волновое воздействие; электрическое и магнитное поля

### Введение

Мировые запасы нетрадиционного углеводородного сырья, по мнению различных источников, составили почти 1 трлн. тонн, что в несколько раз превышает запасы легких и средних нефтей. К нетрадиционному сырью относятся высоковязкие битуминозные нефти, природные нефтебитумы (мальты, асфальты и асфальтиты) и битуминозные пески.

По данным Ежегодных отчетов Международного энергетического агентства (МЭА), в качестве основной проблемы выдвигают отсутствие в мировой нефтеперерабатывающей отрасли эффективной технологии переработки нетрадиционных нефтей с приемлемой глубиной конверсии (не менее 72 % выход топлив). Для обеспечения глубины переработки такой нефти с помощью известных технологий требуются большие капиталовложения, высокие процентные нормы эксплуатационных затрат и оборотных средств.

Непреодолимым до сих пор технологическим барьером для глубокой и безостаточной переработки являлись проблемы, связанные с повышенным содержанием в нефтях и нефтяных остатках:

- металлов, серы, являющихся необратимыми ядами для катализаторов, корродирующие оборудование. Металлы представлены в основном ванадием и никелем, которые находятся в виде металлоорганических соединений непорфиринового характера, а меньшая их часть – в виде металлопорфириновых комплексов (25 % от общего содержания металлов в остатке);
- высокая коксуемость вследствие повышенной способности асфальтено-смолистых соединений (АСС) к термическим деструкциям уже при температуре +300 °С и атмосферном давлении;
- практически непригодность вторичных темных нефтепродуктов к дальнейшей переработке из-за высокой концентрации в них гетероатомов и невозможности их гидроочистки с селективным удалением серы и металлов.

Таким образом, развитие и внедрение в нефтеперерабатывающую промышленность недорогих и эффективных процессов глубокой переработки тяжелого углеводородного сырья (ТУС) очень актуально для Казахстана, да и для мировой нефтяной практики тоже.

В связи с выше изложенным, в данной статье приводятся результаты проведенных исследований модернизированных авторами технологий глубокой переработки нетрадиционных нефтей за счет гидроконверсии.

**Информационно-технический обзор** научной и патентной литературы [1–8] показывает, что в последние годы в мире разрабатываются новые подходы к переработке тяжелого нефтяного сырья (ТНС), основанные на комбинировании традиционных технологий с поправками на специфику сырья. Большинство этих технологий ранее были отвергнуты в связи с добычей достаточного количества дешевой традиционной нефти, однако в свете сокращения запасов легких и средних нефтей и повышения доли тяжелой нефти у нефтяных компаний начинает появляться интерес к этим процессам. Все технологии апгрейдинга (процесс облагораживания ТНС с преобразованием ее в более ценную «синтетическую нефть», имеющую меньшую плотность и вязкость, которую можно было бы перерабатывать на существующих НПЗ как отдельно, так и в смеси с обычными нефтями), характеризуются использованием нетрадиционных подходов (механического и волнового воздействий, создания сверхкритических условий и пр.) в сочетании с известной технологией.

Для воздействия на сырье можно использовать различные устройства – роторно-пульсационные аппараты, устройства радиоактивного облучения, воздействия звуком и ультразвуком от внешних источников различного типа (пьезоизлучатели, магнитоизлучатели) и др. [9–15].

Целью настоящей работы является создание высокоэффективной технологии вакуумно-волновой гидроконверсии тяжелых нефтей и нефтяных остатков в моторные топлива.

Республика Казахстан занимает 10-е место по подтвержденным запасам своих традиционных нефтей и имеет большой запас тяжелых. Среди них нефти месторождения Каражанбас и Жангурши [5], обладающие крайне низким качеством. На примере нефтей этих месторождений показана высокая энергоэффективность разработанной авторами технологии вакуумно-волновой гидроконверсии их на моторные и судовые топлива международных стандартов качества.

Из данных таблицы 1 следует, что нефти этих месторождений нетрадиционного типа. Они имеют низкие потенциалы (порядка 27 % и 19 %), высокие кинематические вязкости (613 и 3277 мм<sup>2</sup>/с), значительную коксуемость 10 % остатка (7 % и 22,6 % масс.), повышенные температуры начала кипения (192 °С и 226 °С). Кроме того, нефть м. Каражанбас содержит большое наименование металлов (порядка 24), в том числе ванадия 188 ppm, никеля 42 ppm, на тонну сырья. Фракционный состав показал низкие выходы светлых фракций до +300 °С (порядка 17 % и 7 % об.) и низкие потенциалы (26,7 % и 19 % масс.) при общих объемах, выкипающих до температуры +360 °С фракций 29,0 % и 23,0 % объемных. Это означает, что их потенциалы по массе будут составлять менее 25 % и 17 %, а общие выходы не более 27 % и 21 %, соответственно.

Процесс глубокой переработки тяжелых нефтей и нефтяных отходов по топливному варианту реализовывали на разработанной профессором А.А. Калыбай Технологической линии, сертифицированной по международному стандарту ISO-9001-2012 – включающей ряд наномолекулярных реакторов. Технологическая линия состоит из трех основных блоков:

- блок ТЖД – преобразования высоковязких, сверхтяжелых, низкопотенциальных и содержащих большое количество гетероатомов УВС на топливо жидкое дистиллятное (ТЖД) марки «Тяжелое» (Т), «Среднее» (С), «Легкое» (Л) с потенциалами не менее 72 %, 85 % и 92 % масс., соответственно;
- блок фракционирования ТЖД на базовые компоненты автомобильных бензинов, керосина и дизельного топлива с выходом светлых фракций не менее 92 % массовых независимо от их марок и 12 % судовых топлив на модернизированных атмосферных колоннах [9]; при этом ТЖД марки Т, С и Л соответственно дает до

32 % бензина и не менее 60 % керосина и дизеля, равное количество трех фракций;

- блок выпуска автомобильного бензина АИ-92, АИ-95 и АИ-98 евроклассов 4 и 5, дизельного топлива евроклассов 4 и 5, судового топлива, отвечающего требованиям Международной морской конвенции, стандартам качества и норм экологичности.

Следует подчеркнуть, что блок ТЖД является основным узлом данной Технологической линии и работает при температуре УВС порядка +70 °С, имея четыре стадии преобразования как один цикл.

Для инспекции образцы были отобраны совместно приглашенными специалистами аккредитованных Лаборатории «Испытательный Центр ПК «Сертис М» и «Лаб. Хим. Сервис KZ».

Полученные результаты для четырех стадий преобразования ПНБ м. «Жангурши» приведены в таблице 2 (кроме того, внесены и соответствующие показатели для Международной эталонной нефти «Легкая» (тип 1) и российской биржевой нефти «Средняя» (тип 2) по ГОСТ Р 51858-2012 марки «URALS») [4].

Аналогичные тестовые испытания прошли ТЖД всех трех марок, выработанные из ВБН м. «Каражанбас». Технические характеристики ТЖД/Т/С/Л отвечают требованиям вышеуказанных ТУ СТО 53122499-001-2016 РФ, а также требованиям ТР ТС 013/2011. Эти результаты приведены в таблице 3. Из данных табл. 3 также видно как прошел процесс очистки дистиллятов от серы, металлов и оксидантов. В отличие от гидроочистки данный процесс энергетически малозатратный, так как он включен в цепь единой технологической процедуры.

Для детального тестирования их углеводородных составов с определением фрагментного состава проводились ЯМР – спектрометрические исследования. Результаты сведены в таблицу 4.

### **Механизм комплекса физических и физико-химических воздействий (гидроконверсии)**

Авторами предложен следующий механизм гидроконверсии тяжелого углеводородного сырья. Из названия технологической линии следует участие в процессе электрического, магнитного и электромагнитного поля, звуковых ударных волн разряжения и вакуума. Вакуум создается не при помощи вакуумных насосов, а путем трансформации статического давления системы в динамическое согласно закону Бернулли. При этом давление системы кратковременно понижается до 100 мм ртутного столба и ниже. Этому фактору способствует также действие ударных волн разряжения и противодействие магнитного поля в диамагнитной среде нефти.

В зоне пониженного давления происходит разрыв жидкости и образуется зона кипящего слоя под колебательными воздействиями звуковых, магнитных и электрических полей. Такую зону принято называть виброкипящим слоем, где и формируются парогазовые пузырьки, ограниченные поверхностями разрывов. Энергия сил их поверхностных натяжений достаточно высока и в водной среде имеет величину порядка 13÷37 кДж/моль [18–20]. Она зависит от радиуса пузырька обратно его первой степени.

Рассматривая эмиссионные процессы, следует учесть действия на них механохимического эффекта (МХЭ) и электрогидравлического эффекта (ЭГЭ), связанных с именами П.А. Ребиндера и Л.А. Юткина. Современная химия объединяет эти эффекты в физико-химию экстремальных воздействий, критерием которых является возникновение





промежуточной емкости с помещенным в нее компонентом, размягчало его до жидкотекучего состояния, и нефтяная смесь поступала в реакционную зону активатора [21].

Были испытаны 2 образца тяжелых нефтей: 1) нефть м. Каражанбас; 2) нефть с одного из месторождений Татарстана. С целью выявления изменений в составе сырья после обработки в активаторе – пробы анализировали (методом хроматографии) с определением фракционного состава по изменению концентрации компонентов, содержащих атомы углерода в интервале C<sub>5</sub>–C<sub>38</sub>. На рисунках 4,5 представлены хроматограммы.

Также были сопоставлены значения фракционного состава нефти, прошедшей стадию активации на установке (при саморазогреве до 102 °С), и термически обработанной нефти (при 100 °С), с практически одинаковой продолжительностью эксперимента – 20 и 22 мин, соответственно. В случае термообработки имеет место увеличение содержания фракций C<sub>21</sub>–C<sub>30</sub>, а при обработке в активаторе – возрастание фракций C<sub>11</sub>–C<sub>20</sub>, т. е. более легких фракций. В то же время при термообработке несколько уменьшается доля фракций C<sub>31</sub>–C<sub>38</sub> с одновременным увеличением фракций C<sub>5</sub>–C<sub>10</sub>.

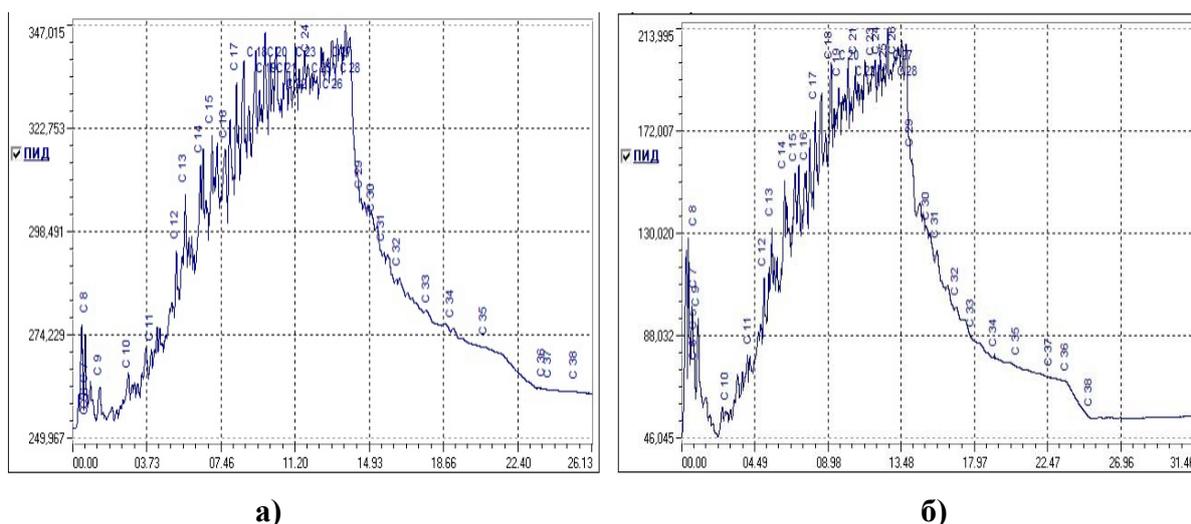


Рисунок 3. Нефть м. Каражанбас: а) до и б) после обработки на установке

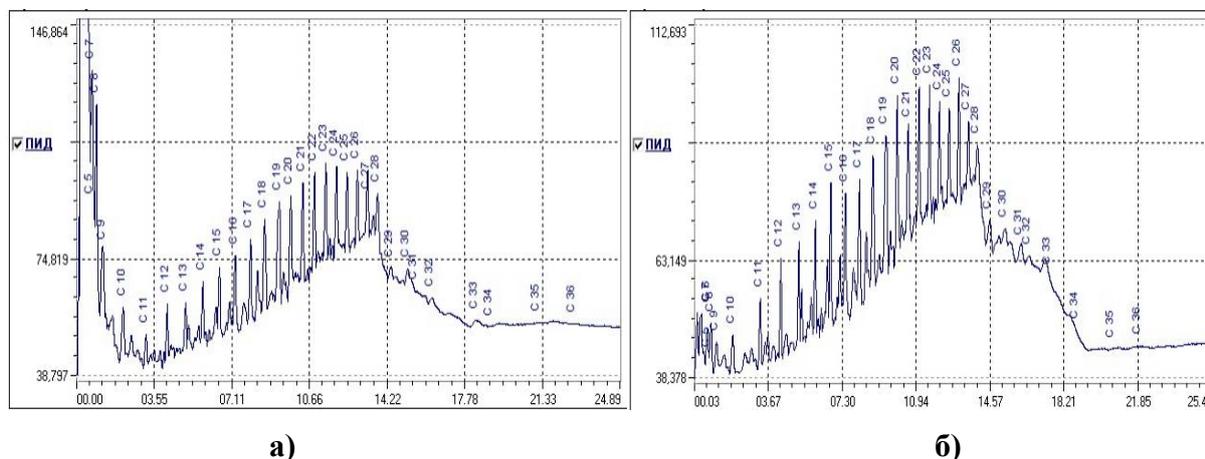


Рисунок 4. Нефть тяжелая (Татарстан): а) до и б) после обработки

При гидродинамической обработке тяжелого нефтяного сырья происходит самопроизвольное повышение его температуры (на 100 и более °С выше комнатной), и заметное изменение химического состава по сравнению с исходными образцами. Активированное, саморазогретое до относительной высокой температуры (более 125 °С) сырье можно

использовать в дальнейшем переделе с включением в удобный для этой цели технологический процесс.

Повышение температуры обрабатываемого сырья можно использовать также для приготовления различных нефтяных смесей в случае использования высоковязких, не текучих при комнатной температуре компонентов экологически чистым способом, вовлекая их в переработку в качестве вторичного сырья.

Таким образом разработанная технология вакуумно-волновой гидроконверсии тяжелого нефтяного в сочетании с гидродинамическим и электрогидравлическим воздействиями позволяет осуществить следующие технологические операции:

- повышения потенциала сырья по требованиям переработчика согласно его плану производства светлых нефтепродуктов;
- очистки сырья от серы, металлов, солей, азота и кислорода с выделением их в отдельную продукцию;
- улучшения реологических свойств сырья путем снижения вязкости, температуры застывания, содержания парафина, температур начала и конца кипений;
- увеличения коэффициента баррелизации от 6,2 единиц до 7,8 единиц, тем самым поднимая рыночную цену ВВН.

Кроме того, улучшение реологических свойств ВВН позволяет поднять пропускную способность нефтетранспортной трубы и снижать затраты по транспорту нефтей.

Таблица 1

**Основные физико-химические показатели нефтей**

Показатели	Единица измерения	Значение	
		Каражанбас	Жангурши
Плотность при +20 °С	кг/м <sup>3</sup>	934	922
Температура застывания	°С	-17	-14
Температура вспышки в открытом тигле	°С	127	168
Кинематическая вязкость при +20 °С	мм <sup>2</sup> /с	613	3277
Кинематическая вязкость при +40 °С	мм <sup>2</sup> /с	164	367
Коксуемость 10 % остатка	масс. %	7,4	22,6
Парафины	масс. %	1,49	0,29
Кислотное число	мг КОН/г	0,70	0,80
Содержание серы	масс. %	2,51	0,43
Температура начало кипения	°С	192	226

Таблица 2

**Показатели качества ТЖД марки «Тяжелое»,  
экспортных товарных нефтей «Легкая» и «Средняя»**

Показатели	Единица измерения	Значения			
		ТЖД/г	ТЖД/г*	Легкая	Средняя
Малосернистая	масс. %	0.24	0.24	до 0,6	до 0,6
Сернистая	ppm	0.24	0.24	от 0.61 до 1.80	от 0.61 до 1.80
Плотность при +20 °С	кг/м <sup>3</sup>	843	845	830.1-850.0	850.1-870.0
Содержание воды, группа I	масс. %	0.015	0.016	0.5	0.5
Концентрация хлористых солей (в пересчете на NaCl), не более -/- II	мг/л	23	25	100	100
Доля механических примесей, не более, -/- II	масс. %	-	-	0.05	0.05
Доля сероводорода, не более, -/- II	ppm	-	-	20	20

Показатели	Единица измерения	Значения			
		ТЖД/г	ТЖД/г*	Легкая	Средняя
Доля метил – и этил меркаптанов, не более, -//- II	ppm	-	-	40	40
Фракционный состав:	По ГОСТ 2177-99 Б				
Перегоняется до t: 200 °С	об. %	36.5	37.1	27	21
300 °С	-//-	54.0	56.0	47	42
350 °С	-//-	64.0	67.0	57	53
360 °С	-//-	72.0	75.0	не нормируется	

Таблица 3

**Показатели качества ТЖД марок «Тяжелая»,  
«Средняя», «Легкая», выработанных из м. «Каражанбас»**

Показатели	Единица измерения	Значения			
		ТЖД/л	ТЖД/с	ТЖД/г	Особо легкая
Содержание воды	масс. %	0.1	0.1	0.1	0.5
Концентрация хлористых солей (в пересчете на NaCl)	мг/л	20	35	50	100
Содержание парафина, не более	масс. %	0,4	0,5	0,6	6
Содержание серы, (малосернистая)	масс. %	0,1	0,3	0,5	до 0,60
Доля сероводорода, не более, (группа 1)	ppm	10	10	10	20
Фракционный состав:	По ГОСТ 2177-99 Б				
Температура начала кипения	°С	54.2	93.0	112.3	не норм.
Перегоняется при t: 100 °С	об. %	17.8	0.8	отсут.	-//-
120 °С	-//-	25.0	3.9	0.7	-//-
150 °С	-//-	36.2	8.1	3.4	-//-
160 °С	-//-	37.9	9.5	4.3	-//-
180 °С	-//-	41.4	12.3	5.6	-//-
200 °С	-//-	53.6	22.0	8.2	не менее 30
220 °С	-//-	60.8	31.1	12.3	не норм.
240 °С	-//-	68.4	39.9	20.0	-//-
260 °С	-//-	75.9	48.7	30.1	-//-
280 °С	-//-	84.2	58.2	36.2	-//-
300 °С	-//-	91.8	67.1	43.5	не менее 52
320 °С	-//-	94.1	75.5	53.4	не норм.
340 °С	-//-	96.4	82.4	63.3	-//-
350 °С	-//-	97.5	87.8	68.2	не менее 62
360 °С	-//-	98.5	92.2	74.1	не норм.
Процент отгона	-//-	99.5	94.3	78.0	-//-
Температура конца кипения	°С	385	403	435	-//-

Таблица 4

**Результаты ЯМР – спектрометрических исследований (фрагментные составы нефтей, масс %)**

Атомы Н и С	Наименование обозначения различных групп соединений	ВБН Каражанбас	ПНБ Жангурши
H <sub>α</sub>	Атомы Н в α-положении к ароматическим и карбоновым С и гетероатомам	5,29	5,17
H <sub>β</sub>	Атомы Н β-метильных, -метиленовых и -метиновых группах	59,92	69,80
H <sub>γ</sub>	Атомы Н в γ-положениях к ароматическому кольцу и СН <sub>3</sub> – группы насыщенных соединений	33,00	23,84
H <sub>ар</sub>	Атомы Н ароматических ядер и фенольных гидроксидов	2,08	1,19
H <sub>ол</sub>	Атомы Н олефиновых групп	0	0
H <sub>ал</sub>	Атомы Н алифатических групп	97,92	98,81
C <sub>ар</sub>	Атомы С ароматических групп	0	0
C <sub>ал</sub>	Атомы С алифатических групп	100	100
C <sub>п,н</sub>	Атомы С метильных групп	2,21	4,06
C <sub>п,и</sub>	Атомы С связанные СН-групп или ароматическим кольцом	19,91	18,39

Атомы Н и С	Наименование обозначения различных групп соединений	ВБН Каражанбас	ПНБ Жангурши
C <sub>в+ч</sub>	Атомы С в вторичных и четвертичных алифатических группах	97,79	95,94
C <sub>ч</sub>	Атомы С в четвертичных алифатических группах	77,88	77,50

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Калыбай А.А., Жумагулов Б.А., Надиров Н.К., Абжали А.К. Обоснование целесообразности строительства четвертого НПЗ с учетом эффективной технологии переработки тяжелого нефтяного сырья // Нефть и газ. – 2018. – №4. – С. 67–77.
- 2 Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. – М.: Химия, 2001. – 568 с.
- 3 Леффлер У.Л. Переработка нефти. – М.: Олимп-Бизнес, 1999. – 367 с.
- 4 Калыбай А.А. Энергоэффективная сверхглубокая гидроконверсия высоковязких углеводородов в моторные топлива // Нефть и газ. – 2014. – №1. – С. 45–59.
- 5 Надиров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы. В 5-ти т. – Алматы: Ғылым, 2001. – Т. 2. Добыча, подготовка, транспортировка. – 341 с.
- 6 Сюняев З.И, Сафиева Р.З., Сюняев Р.З. Нефтяные дисперсные системы. – М.: Химия, 1990. – 226 с.
- 7 Халикова Д.А., Петров С.М., Башкирцева Н.Ю. Обзор перспективных технологий переработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов // Вестник Казан. технол. ун-та. – 2013. – Т. 16. – №3. – С. 217–221.
- 8 Роко М.К., Уильямс Р.С., Аливисатос П. Нанотехнология в ближайшем десятилетии. – М.: Мир, 2002. – 292 с.
- 9 Калыбаев А.А. Теория и практика холодного крекинга // Вестник НИА РК. – 2003. – №1. – С. 78–81.
- 10 Zaykina R.F., Zaikin Y.A., Mirkin G., Nadirov N.K., Prospects of Radiation Technology Application in Oil Industry // Radiat. Phys. Chem., 2002, v.63/2, p. 621–624.
- 11 Kunach J.D., Koshka E., Lin L., Pavel S.K. Maximizing Heavy-Oil Value While Minimizing Environmental Impact with HTL Upgrading of Heavy-to-Light Oil // WHOC 2006, Paper 2009-360a.
- 12 Brown W.A., Monaghan G. Commercialization of the IyQ Upgrading technology // WHOC 2011, Paper 2011 – 23.
- 13 [http://www.spe.org/spesite/spe/spe/industry/reserves/petroleum ReservesDefinitions 1997.pdf](http://www.spe.org/spesite/spe/spe/industry/reserves/petroleum%20ReservesDefinitions1997.pdf), Petroleum Reserves Definitions, Petroleum Resources Management System, Society of Petroleum Engineers 1997, Retrieved 2010-10-06.
- 14 Золотухин В.А. Глубокая переработка тяжелой нефти и нефтяных остатков // Сфера Нефтегаз. – 2012. – №4. – С. 70–75.
- 15 Курочкин А.К., Топтыгин С.Л. Синтетическая нефть. Безостаточная технология переработки тяжелых российских нефтей на промыслах // СФЕРА. Нефтегаз. – 2010. – №1. – С. 92–105.

- 16 D.U. Bodykov, M.S. Abdikarimov, M.A. Seitzhanova, M. Nazhipkyzy, Z.A. Mansurov, Kabdoldina A.O., Ualiyev Zh.R. Processing of oil sludge with the use of the electrohydraulic effect // Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 2017, № 5, V. 90.
- 17 Патент №94400. 2016 г. Бодыков Д.У., Абдикаримов М.С., Мирталипов Р.Т., Алиев Е.Т., Салахов Р.Х., Мансуров З.А. "Способ переработки нефтяных шламов".
- 18 Калыбаев А.А. Глубокая конверсия нефти путем турбулентно-волновой молекулярной деструкции // Нефть и газ. – 2003. – №3. – С. 72–79.
- 19 Калыбай А.А., Надиров Н.К. Новые физико-химические принципы глубокой переработки высоковязких нефтей // Нефть и газ. – 2008. – №3. – С. 34–44.
- 20 Калыбай А.А. О вакуумной волновой технологии глубокой переработки углеводородного сырья // Нефть и газ. – 2009. – №3. – С. 80–89.
- 21 Ширинских А.В., Нуржанова С.Б., Солодова Е.В. Подготовка тяжелого нефтяного сырья к переработке // Нефть и газ. – 2018. – № 6.

**Kalybai Aisultan Abdullovich**

National engineering academy of Kazakhstan, Almaty, Republic of Kazakhstan  
E-mail: jarboldauletov@gmail.com

**Nadirov Nadir Karimovich**

National engineering academy of Kazakhstan, Almaty, Republic of Kazakhstan  
E-mail: nnk32@mail.ru

**Shirinskikh Aleksandr Vasilevich**

D.V. Sokolskiy institute of fuel, catalysis and electrochemistry, Almaty, Republic of Kazakhstan  
E-mail: shirinskix40@bk.ru

**Nurzhanova Saule Bakirovna**

D.V. Sokolskiy institute of fuel, catalysis and electrochemistry, Almaty, Republic of Kazakhstan  
OC E-mail: nurzhanova.s@mail.ru

**Solodova Elena Vladimirovna**

D.V. Sokolskiy institute of fuel, catalysis and electrochemistry, Almaty, Republic of Kazakhstan  
E-mail: solodova.e@mail.ru

**Zaitova Sahida Talgatovna**

National engineering academy of Kazakhstan, Almaty, Republic of Kazakhstan  
E-mail: talgatova\_sahida@mail.ru

## Upgrading of processes of heavy oil raw materials

**Abstract.** The article presents regular patterns of heavy oil hydro conversion it's increasing potential from initial 20 % to 92 % of mass, decreasing the initial boiling point from +200 °C to +70 °C and the final boiling point from +630 °C to +403 °C, a kinematic viscosity at initial 3277 to 4,24 mm<sup>2</sup>/s, a total removal of heteroatoms and increase of initial hydrocarbon mass to 4 %.

The results of hydrodynamic and electrohydraulic effect on oil are presented. The possibilities of the oil residue processing, oil sludges using the combined method of vacuum-wave hydro conversion and electrodynamic shock with obtaining to 30 % of gasoline cut, improvements in rheological and product properties are shown.

**Keywords:** high viscosity oil; natural bitumen; oil sludge; hydroconversion; hydrodynamic processing; vacuum-wave; electrohydraulic effect