

**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЗАДЕЛ ДЛЯ ПРОГРАММЫ СТРАТЕГИЧЕСКИХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ В РАМКАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПЛАТФОРМЫ “ КОМПЛЕКСНАЯ  
ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕЙ КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ”**

*Цой А.В., Джампарова Ш., Сабиров Б.З.*

*Институт природных ресурсов имени А.С.Джаманбаева Южного отделения НАН КР,  
Ош, Кыргызская Республика, E.mail: batir73@mail.ru*

**SCIENTIFIC AND TECHNICAL GROUNDWORK FOR STRATEGIC RESEARCH PROGRAM  
WITHIN TECHNOLOGICAL PLATFORMS "COMPLEX COAL PROCESSING OF THE KYRGYZ  
REPUBLIC"**

*Choi A.V., Dzhamarova Sh., Sabirov B.Z.*

*Natural Resources Institute named A.S.Dzhamanbaeva Southern Branch of the National Academy of  
Sciences, Osh, Kyrgyz Republic, E.mail: batir73@mail.ru*

*В работе рассматриваются основные направления исследований комплексной переработки углей Кыргызской Республики*

В СНГ под понятием технологическая платформа понимается «коммуникационный инструмент, направленный на активизацию усилий по созданию перспективных коммерческих технологий, новых продуктов (услуг), на привлечение дополнительных ресурсов для проведения исследований и разработок на основе участия всех заинтересованных сторон (бизнеса, науки, государства, гражданского общества) [1].

В рамках технологической платформы: “Комплексная переработка углей Кыргызской Республики”, необходимость разработки которой весьма актуальна, следует выделить следующие стратегические направления исследований и разработок в сфере НИОКР:

- научные и технологические основы процессов глубокой переработки углей КР
- инновационные технологии переработки углей КР и отходов угледобычи в востребованные рынком продукты;
- исследования с целью составления технологических схем комплексной переработки углей конкретных месторождений.

Институт природных ресурсов им. А. С. Джаманбаева ЮО НАН КР (ИПР ЮО НАН КР) - единственное в Кыргызской Республике учреждение осуществляющее госбюджетные исследовательские работы по угольной тематике. В институте собраны и систематизированы базы данных по исследованиям углей Кыргызстана и методам их переработки за более чем 50 летний период, тем самым сформирован научно-технический задел для разработки технологической платформы «Комплексная переработка углей

Кыргызской Республики». Существенные объемы собранных баз данных составляют исследования, выполненные под руководством проф. А.С. Джаманбаева, освещенные им в более чем 70 статьях и монографиях, в отчетах хозяйственных НИР, в генеральных докладах на периодически проводимых республиканских научно-технических конференциях по использованию углей Киргизии. Следует особо отметить, что эти исследования касаются всех применяющихся в настоящее время методов механической, термической и химической переработки углей: брикетирования, выщелачивания, пиролиза, газификации, гидрогенизации, коксования.

Проф. А.С. Джаманбаевым [2,3] создано научное обоснование освоения и комплексного использования Кара-Кечинских углей

Одними из основных научных направлений исследований ИПРа, основанными в свое время проф. А.С. Джаманбаевым, являются пиролиз и газификация бурых углей Кыргызстана. По этим направлениям исследованы вопросы получения кускового полукокса из бурых углей Киргизии, исследована кинетика термического разложения, структурных изменений и преобразований бурых углей. Газификация углей дает возможность получения газов для энергетики, получения жидких топливных продуктов, различных химических веществ и водорода, необходимого, в частности, для описанного ниже, процесса рафинирующей гидрогенизации углей.

Сотрудниками лаборатории «Газификация угля» проведены и получены научные результаты по газификации бурых углей месторождений Агулак, Бешбурхан [4]. Установлены оптимальные параметры процесса газификации. Исследованы влияния фракционного состава, скорости потока реагирующей смеси процесса, концентрации и вида катализаторов, температуры, давление и других параметров процесса газификации угля. Получены энергетические и экологические характеристики продуктов газификации бурых углей. Например, из 1 т бурого Бешбурханского угля низшей теплотой сгорания  $Q_{н}^{\circ}=3700$  ккал/кг можно получить 0,4 т кокса с  $Q_{н}^{\circ}=6500-7000$  ккал/кг и около 1,3 Гкал горючего газа.

Удельные вредные выбросы на единицу тепловой энергии при сжигании этого газа – 0,3-0,32 кг/Гкал (это подтверждено инструментальными замерами природоохранных органов на действующем производстве), в то время как при обычном сжигании угля – 8-10 кг/Гкал, т.е. в 25-30 раз больше. При использовании бурого угля получается высокорекреационный твердый остаток, который пригоден как адсорбент для очистки сточных вод.

Разработаны научные основы брикетирования мелочей бурых и каменных углей с неорганическими и органическими связующими [5], на базе которых разработаны и опробованы в производственных условиях технологии топливных брикетов различного назначения.

Термическое растворение (рафинирующая гидрогенизация) является одним из способов получения жидких продуктов из твердых горючих ископаемых – углей, горючих сланцев и др. процесс проводится в присутствии дистиллятного или остаточного пастообразователя (растворителя) при температуре 380-450°C

В качестве растворителя целесообразно использовать мазут и тяжелые нефтяные остатки, в составе которых имеются ароматические и гидроароматические фрагменты, обеспечивающие совместимость нефтепродукта с углем, а также являющиеся донорами водорода.

Для термического растворения пригодны бурые угли (типа Б2, Б3) и мало метаморфизованные каменные угли типа длиннопламенных и газовых, запасы которых в большом количестве имеются в КР.

А.С. Джаманбаевым [6,7] на лабораторной аппаратуре проведены исследования каталитической гидрогенизации угля месторождения Агулак. Процесс осуществлялся во вращающемся автоклаве емкостью 0,5 л при давлении водорода 5 МПа, температуре 415-420°C продолжительности опытов 3 часа с использованием в качестве пастообразователя тяжелых фракций нефти с температурой кипения выше 260 °C, полученных при атмосферной дистилляции. Дробленый уголь класса 0-0,1 мм пропитывался раствором железо-молибденового катализатора. Степень конверсии угля составила 67% органической массы, из которых 76% составляют жидкие продукты.

Одним из путей удешевления процесса ожижения угля является замена молекулярного водорода на синтез-газ (смесь CO и H<sub>2</sub>) [7]. Это позволяет исключить ряд технологических стадий, связанных с получением водорода, таких как очистка от CO, выделение H<sub>2</sub> из газовой смеси.

Смягчение условий проведения реакции ожижения угля можно добиться следующими путями:

- добавкой в уголь на стадии термического растворения синтетических полимерных материалов (полиэтилена, полипропилена, резины на основе бутилового каучука), дающей также увеличение выход высококипящих фракций, пригодных для изготовления из них битумов.

- использованием катализаторов, позволяющих проводить процессы совместного термического растворения угля при давлении до 5 атм.

Наибольший практический интерес представляют дешевые катализаторы на основе железа (например, соли железа, железосодержащие руды и концентраты). Их применение позволяет отказаться от дорогостоящей стадии извлечения катализатора из твердого шлама процесса гидрирования угля.

В ИПРе НАН КР были проведены исследования термического растворения углей марок Б3 (месторождение Кожекелен Ошской области) и Д (месторождение Кумбель Ошской области) при следующих

условиях: пастообразователь –топочный мазут, полимерные добавки - полиэтилен в количестве 20% от массы пастообразователя, катализатор-пирит, газовая среда –углекислый газ под давлением 5 атм, температура 380°C, длительность процесса 60 мин. Соотношение пастообразователь : уголь составил 2:1. Продуктом термического растворения являлся смолообразный материал, из которого путем дистилляции перегретым паром при температуре 300°C были отогнаны легкие фракции. Остаток дистилляции представляет смолистую массу, пригодную для изготовления дорожного битума.

Процесс коксования углей происходит в температурной области 1100- 1350 °С. Получаемый кокс используется при выплавке железа и цветных металлов, в качестве наполнителя резинотехнических изделий. Под руководством проф. Ташполотова Ы. [8] была создана и успешно испытана малогабаритная полупромышленная установка для коксования углей. Были установлены оптимальные режимы процесса коксования, обеспечивающее получение качественного кокса из каменного угля Узгенского угольного бассейна.

#### Литература

1. Дежина И.Г. Технологические платформы и инновационные кластеры: вместе или порознь? М.: Издательство Института Гайдара, 2013 (Научные труды № 164Р)
2. Джаманбаев А.С. Проблема Кара-Киче. АН Киргизской ССР, «Илим», 1971
3. Джаманбаев А.С. Найдич И.М. Влияние температуры на процесс термического разложения Кара-Кичинского бурого угля при высокоскоростном нагреве. Известия Академии наук Киргизской ССР, том IV, вып.2, 1962
4. Текенов.Ж.Т., Джапарова Ш., Пихота Н.А. Угли Кыргызстана и их технологические свойства. Илим. Бишкек 2003
5. Джаманбаев А.С., Баймендиева А., Текенов Ж.Т. Брикетирование углей Киргизии. Бишкек, Илим, 1991
6. Аманалиева С.Т., Джаманбаев А.С., Королева Р.П., Сарымсаков Ш.С., Колганова Н.И. Гидрогенезация бурых углей. Известия АН Киргизской ССР, №5, 1986.
7. Джаманбаев А.С., Дулатова Г.М. Каталитическая гидрогенезация агулакского угля в среде синтез-газа. В сб. Рациональное использование энергоресурсов Киргизии. Фрунзе. 1985
8. Ташполотов Ы. Разработка технологии коксования углей Узгенского бассейна. <http://www.econf.rae.ru/pdf/2009/11/d2ed45a52b.pdf>.

## ЭКОЛОГИЯ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

УДК 556.314:572.1

## КОНЦЕНТРАЦИОННОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАРЯЖЕННЫХ ЧАСТИЦ В ПИТЬЕВОЙ ВОДЕ - КАК ФОНОВЫЙ ПАРАМЕТР ПРИ ОЦЕНКЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ СТОЧНЫХ ВОД

*Маймеков З.К., Изаков Ж., Самбаева Д.А.**Maymekov Z.K., Izakov J., Sambaeva D.A.**Кыргызско-Турецкий Университет «Манас», Бишкек, Кыргызстан**Kyrgyz-Turkish "Manas" University, Bishkek, Kyrgyzstan**Институт горного дела и горных технологий МОиН КР, г.Бишкек, КР**Institute of Mining and Mountain technologies MES KR, Bishkek, KR**z.maymekov@mail.ru; faecondor@gmail.com; d.sambaeva@gmail.com*

*В статье изложено концентрационное распределение компонентов и частиц в питьевой воде при температуре 288 К и давлении 1 бар*

*The article described the concentration distribution of components and particles in drinking water at a temperature of 288 K and a pressure of 1 bar*

В природных условиях в жидкой дисперсионной среде могут содержаться газовые, жидкие и твердые дисперсные фазы, тогда в результате их физико-химического взаимодействия образуются различные дисперсные системы, типа: пена (ж-г); эмульсия прямая и обратная (ж-ж); суспензия (ж-т), соответственно; аналогично, на основе газовой дисперсионной среды могут быть образованы следующие дисперсные системы: газовые смеси (г-г); туман, облако (г-ж); дым, пыль (г-т); на основе твердой дисперсионной среды - пористые структуры (т-г); пасты (т-ж); твердые металлические растворы (т-т).

Образование загрязнений в указанных выше дисперсных системах, и вообще в окружающей природной среде (в том числе, и в питьевой воде), обусловлено с неполным взаимодействием дисперсной фазы и дисперсионной среды, т.е. уменьшением единичной поверхности контакта взаимодействующих фаз, и не турбулентным распределением частиц дисперсной фазы, а также их скорости, температуры и концентрации на поверхности их раздела. Соответственно, в дисперсных системах образование чистых продуктов и загрязнений (включений) зависят от поверхности контакта частиц, и их распределений в пределах одной фазы, на поверхности их раздела, и в пределах другой фазы. Поэтому, для увеличения единичной поверхности контакта взаимодействующих частиц и их распределения в отдельных фазах дисперсионной среды, обычно к протекающим процессам (гидромеханические, тепловые, массообменные, химические и механические) налагаются различные силовые составляющие с целью их интенсификации (инерционные, электрические, магнитные, ультразвуковые и т.д.).

С учетом изложенных выше обстоятельств в настоящей работе рассмотрено распределение основных компонентов и заряженных частиц в подземной питьевой воде с целью определения сравнительного концентрационного фонового параметра по содержаниям отдельных катионов и анионов в водном растворе. Полученные результаты позволяют сравнивать концентрации нитрат, нитрит, сульфат и других -ионов в модельных питьевых и сточных водах и оценить степени их загрязнения с различными включениями и техногенными примесями.

Соответственно, формирование физико-химической модели осуществлено с учетом среднего химического состава подземных вод Чуйской долины по данным 235 скважин [1]: минерализация воды = 367.34 мг/л;  $pH = 7.68$ ;  $HCO_3^- = 152.90$  мг/л;  $Cl^- = 24.26$  мг/л;  $SO_4^{2-} = 81.31$  мг/л;  $NO_3^- = 8.91$  мг/л;  $NO_2^- = 0.39$  мг/л;  $Na^+ = 41.24$  мг/л;  $K^+ = 2.18$  мг/л;  $Ca^{+2} = 42.91$  мг/л;  $Mg^{+2} = 13.29$  мг/л;  $NH_4^+ = 0.11$  мг/л. При этом расчет включал потенциально возможных в равновесии фаз, зависимых компонентов и состав системы по независимым компонентам при минимизации изобарно-изотермического потенциала [2-4].

В расчетах учтено соотношение компонентов (в молях): Na (0.00179), Ca (0.00107), Mg (0.00055), S (0.00251), Cl (0.00068), N (0.00016), K (0.00006), H (111.02), O (55.52) в исходной воде и определена матрица изучаемой системы; осуществлен подбор значений температур (278-313 К) и давления (1 бар), соответствующих режиму течения питьевой воды в горных условиях; проведена большая аналитическая работа по подготовке исходных данных термодинамических функций.

Результаты исследований позволили рассчитать термодинамические параметры системы ( $G$ ,  $H$ ,  $S$ ,  $U$ ,  $Sp$ ) (табл.1), определить равновесный состав (табл.3-5),  $pH$ ,  $Eh$ , ионную силу ( $I$ ) раствора (табл.1-2) и установить спектр концентрационного распределения катионов и анионов в водном растворе при температуре 278-313 K (5-40 °C), давлении  $P = 10^5$  Па (1 бар) (табл.5).

Ниже приведены подробные данные только при температуре 288 K (холодная вода при 15 °C) и давлении 1 бар (табл.1-5).

Таблица 1  
Физико-химические и термодинамические параметры

Температура, К	288.15	G, МДж	-13.13	Eh, В	0.77
Давление, Ра	$1 \times 10^5$	H, МДж	-15.91	ре	13.47
Объем, м <sup>3</sup>	0.00197	S, кДж/К	3.74	pH	7.77
Масса, кг	1	U, МДж	-15.71	Ионная сила	0.007
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	999.397	Ср, кДж	4.18	TDS, мг/кг раств.	329.47

Таблица 2

Параметры фазы

Название фазы	Объем, 10 <sup>-6</sup> м <sup>3</sup>	Количество молей	Масса, 10 <sup>3</sup> кг	Плотность, 10 <sup>3</sup> кг/м <sup>3</sup>	Вес. %
Водный раствор	1000.96329	5.55e+01	1000.342	9.99e-01	99.99741
CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	0.00743	1.15e-04	0.0213	2.87e+00	0.00213
KNO <sub>3</sub>	0	4.53e-05	0.0046	0.00e+00	0.00046

Таблица 3

Независимые компоненты

	химический состав	дисперсия баланса массы	моляльность	мг/кг раствора	двойной раствор	химический потенциал	log моляльности
Na	0.0017938	3.34e-10	1.79e-03	4.12e+01	-147.18	-84278	-2.75
Ca	0.0010707	2.05e-17	9.55e-04	3.83e+01	-300.98	-172343	-3.02
Mg	0.0005468	3.67e-10	4.31e-04	1.05e+01	-260.87	-149377	-3.37
C	0.0025059	4.71e-12	2.28e-03	2.73e+01	-168.22	-96322	-2.64
Cl	0.0006843	1.22e-09	6.84e-04	2.43e+01	-31.60	-18095	-3.17
S	0.0008464	4.31e-12	8.46e-04	2.71e+01	-253.18	-144974	-3.07
N	0.0001583	1.08e-09	1.13e-04	1.58e+00	-0.90	-518	-3.95
K	0.0000558	9.54e-11	1.05e-05	4.09e-01	-160.74	-92041	-4.98
H	111.0194004	1.42e-09	2.18e-03	2.19e+00	-48.91	-28004	-2.66
O	55.5197863	1.40e-09	1.04e-02	1.66e+02	-0.88	-506	-1.99

Таблица 4

Параметры газов

	фугитивность	log вел. фугитивности	парциальное давление	log вел. парциального давления	log коэф. фугитивности	коэф. фугитивности
NH <sub>3</sub>	3.33e-62	-6.15e+01	3.33e-62	-6.15e+01	0.00e+00	1.00
CO <sub>2</sub>	1.90e-03	-2.72e+00	1.90e-03	-2.72e+00	0.00e+00	1.00
N <sub>2</sub>	7.38e-02	-1.13e+00	7.38e-02	-1.13e+00	0.00e+00	1.00
H <sub>2</sub> O	1.42e-02	-1.85e+00	1.42e-02	-1.85e+00	0.00e+00	1.00
O <sub>2</sub>	7.28e-02	-1.14e+00	7.28e-02	-1.14e+00	-3.26e-04	1.00

Таблица 5

Зависимые компоненты

распределение комп. и заряд. частиц	gT, кДж/моль	моляльность	количество молей	мг/кг раст. или вес. %	log вел. молял.	коэф. активности	log коэф. актив	ln вел. активности
Водный раствор								
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	-557.97	6.11e-06	6.11e-06	3.67e-01	-5.21	0.72	-0.14	-16.35
Ca <sup>+2</sup>	-572.49	4.78e-04	4.78e-04	1.91e+01	-3.32	0.71	-0.15	-12.01

CaCl <sup>+</sup>	-722.49	5.48e-08	5.48e-08	4.14e-03	-7.26	0.92	-0.04	-20.82
CaOH <sup>+</sup>	-766.08	1.09e-09	1.09e-09	6.23e-05	-8.96	0.92	-0.04	-24.74
Cl <sup>-</sup>	-150.00	3.42e-04	3.42e-04	1.21e+01	-3.47	0.92	-0.03	-12.08
HSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	-806.50	4.06e-10	4.06e-10	3.95e-05	-9.39	0.92	-0.04	-25.72
K <sup>+</sup>	-310.80	5.22e-06	5.22e-06	2.04e-01	-5.28	0.92	-0.04	-16.27
KSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	-1074.43	1.16e-08	1.16e-08	1.57e-03	-7.93	0.92	-0.04	-22.37
Mg <sup>+2</sup>	-476.40	2.16e-04	2.16e-04	5.24e+00	-3.67	0.71	-0.15	-12.80
MgCl <sup>+</sup>	-626.41	3.87e-08	3.87e-08	2.31e-03	-7.41	0.92	-0.04	-21.17
NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	-80.70	1.05e-09	1.05e-09	4.82e-05	-8.98	0.92	-0.04	-24.77
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-82.82	4.38e-08	4.38e-08	2.72e-03	-7.36	0.92	-0.04	-21.04
Na <sup>+</sup>	-278.32	8.96e-04	8.96e-04	2.06e+01	-3.05	0.92	-0.04	-11.12
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	-763.63	4.22e-04	4.22e-04	4.05e+01	-3.38	0.72	-0.14	-12.12
CO <sub>2</sub> <sup>*</sup>	-407.23	8.73e-05	8.73e-05	3.84e+00	-4.06	1.00	0.00	-13.36
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-600.83	2.18e-03	2.18e-03	1.33e+02	-2.66	0.92	-0.04	-10.23
HCl <sup>*</sup>	-192.88	7.79e-13	7.79e-13	2.84e-08	-12.11	1.00	0.00	-31.90
N <sub>2</sub> <sup>*</sup>	-4.33	5.64e-05	5.64e-05	1.58e+00	-4.25	1.00	0.00	-13.80
NaSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	-1041.95	2.89e-06	2.89e-06	3.44e-01	-5.54	0.92	-0.03	-16.85
O <sub>2</sub> <sup>*</sup>	-4.23	1.11e-04	1.11e-04	3.55e+00	-3.96	1.00	0.00	-13.13
OH <sup>-</sup>	-193.60	2.93e-07	2.93e-07	4.98e-03	-6.53	0.93	-0.03	-19.14
H <sup>+</sup>	-42.86	1.86e-08	1.86e-08	1.87e-05	-7.73	0.92	-0.04	-21.91
H <sub>2</sub> O	-236.46	5.55e+01	5.55e+01	1.00e+00	1.74	1.00	0.00	0.00
Твердая фаза								
CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	-2164.78	-	1.15e-04	82.29	-3.94	1.00	0.00	0.00
KNO <sub>3</sub>	-393.61	-	4.53e-05	17.71	-4.34	1.00	0.00	0.00

Из табл.1 видно, что при температуре холодной воды равной 15 °С расчетный водородный показатель  $pH$  равна 7.77, т.е. почти соответствует экспериментальным значениям ( $pH = 7.68$ ). Отсюда следует, что адекватность предложенной физико-химической модели подтверждается согласованностью результатов расчетных и экспериментальных исследований (по  $pH$  и другим параметрам), полученным в многокомпонентной системе (в молях): Na (0.00179), Ca (0.00107), Mg(0.00055), C (0.00251), Cl (0.00068), S (0.00085), N (0.00016), K (0.00006), H (111.02), O (55.52), а также составлением массового баланса, входящих элементов в систему и весового процентного баланса отдельных фаз (табл.1 и 2).

Ред-окс потенциал  $Eh$  системы равен 1.13 В, логарифм концентрации электронов в растворе  $pe = 13.47$ , а ионная сила  $I = 0.007$ . В твердой фазе в незначительном количестве содержатся CaMg(CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> (1.15e-04 моль) и KNO<sub>3</sub> (4.53e-05 моль), а также в воде имеются растворенные газы: NH<sub>3</sub> ( $P_{нари} = 3.33e-62$  бар), CO<sub>2</sub> (1.90e-03), N<sub>2</sub> (7.38e-02), O<sub>2</sub> (7.28e-02).

В заключении следует отметить, что в результате проведенных исследований, впервые составлена химическая матрица подземных вод Чуйской долины по данным 235 скважин (в молях): Na (0.00179), Ca (0.00107), Mg(0.00055), C (0.00251), Cl (0.00068), S (0.00085), N (0.00016), K (0.00006), H (111.02), O (55.52), и осуществлено моделирование при минимуме энергии Гиббса.

Установлено значение  $pH$  раствора и при других температурах воды ( $P = 10^5$  Па): 278.15 К,  $pH = 7.94$ ,  $Eh = 0.78$  В; 283.15 К,  $pH = 7.85$ ,  $Eh = 0.77$  В; 288.15 К,  $pH = 7.77$ ,  $Eh = 0.77$  В; 293.15 К,  $pH = 7.69$ ,  $Eh = 0.77$  В; 308.15 К,  $pH = 7.48$ ,  $Eh = 0.76$  В, т.е.  $pH$  воды изменилась от 7.48 до 7.94, среднее значение  $pH$  составляет 7.74. Отсюда следует, что водородный показатель подземных питьевых вод

Чуйской долины по данным 235 скважин слегка щелочная ( $pH = 7.74$ ), по-видимому, из-за незначительного содержания в водной среде твердой фазы, т.е. солей  $CaMg(CO_3)_2$  ( $1.15e-04$  моль) и  $KNO_3$  ( $4.53e-05$  моль).

Рассчитаны физико-химические и термодинамические характеристики рассматриваемой модельной водной системы: объем, масса, плотность, энергия Гиббса, энтальпия, энтропия, внутренняя энергия, теплоемкость, ред-окс потенциал  $Eh$ , логарифм концентрации электронов в растворе ( $pe$ ), водородный показатель, ионная сила ( $I$ ), химический потенциал, моляльность, молярное количество, коэффициент активности, парциальное давление газов (табл.1-5).

Найдено концентрационное распределение заряженных частиц в водном растворе

( $CO_3^{2-}$ ,  $Ca^{+2}$ ,  $CaCl^+$ ,  $CaOH^+$ ,  $Cl^-$ ,  $HSO_4^-$ ,  $K^+$ ,  $KSO_4^-$ ,  $Mg^{+2}$ ,  $MgCl^+$ ,  $NO_2^-$ ,  $NO_3^-$ ,  $Na^+$ ,  $SO_4^{2-}$ ,  $HCO_3^-$ ,  $NaSO_4^-$ ,  $OH^-$ ,  $H^+$ ) при минимуме энергии Гиббса (табл.5), которые могут быть использовано в качестве фонового параметра при оценке концентрации катионов и анионов в воде в случае их изменения за счет техногенных давлений в окружающей природной среде.

Адекватность предложенной физико-химической модели установлена на основе анализа результатов расчетных и экспериментальных исследований в основном по аддитивному водородному показателю воды, а также составлением массового баланса, входящих элементов в водном растворе и весового процентного баланса отдельных фаз.

#### Литература

1. K. Kojobaev and J. Izakov. Some statistics on ecogeochemistry of Chu valley groundwater".- The International Conference on Environmental Science and Technology. (ICOEST'2013 - Cappadocia) Urgup, Turkey, 2013.- 115-117 p
2. Karpov I.K. The convex programming minimization of five thermodynamic potential other than Gibbs energy in geo-chemical modeling/ Karpov I.K., Chudnenko K.V., Kulik D.A., Bychinskii V.A.// Amer. J. Sci. 2002. 302, 281-311.
3. Karpov I.K Modeling chemical mass transfer in geochemical processes: Thermodynamic relations, conditions of equilibria, and numerical algorithms/ Karpov I.K Chudnenko K.V., Kulik D.A.// Amer. J. Sci., 1997. 297, P.767-806.
4. Helgeson H.C. Summary and critique of the thermodynamic properties of rock-forming minerals/ Helgeson H.C., Delany J.M., Nesbitt H.W., Bird D.K.// Amer. J. Sci. 1978. 278A, 1-229.

УДК : 628.02(575.2)(04)

#### **АДСОРБЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ СТОЧНЫХ ВОД МОЕЧНЫХ АГРЕГАТОВ АВТОПРЕДПРИЯТИЙ ПРИРОДНЫМИ И МОДИФИЦИРОВАННЫМИ СОРБЕНТАМИ**

*Чериков С.Т., Баканов К.Т.,  
Баткибекова М.Б., Омурзакова А.Б.*

*Разработан и испытан способ очистки сточных вод адсорбцией с использованием сорбентов полученных из местного сырья. Обоснованы положительные стороны этого способа.*

*Developed and tested method of purification of waste water extraction. Substantiated the positive side of this method.*

Вода, участвующая в технологических процессах, насыщается множеством различных соединений. Состав сточных вод зависит от использования воды в промышленности. Перспективны сорбционные методы очистки воды природными минеральными и модифицированными сорбентами /1,2/.

К масляным загрязнениям относят природную нефть и ее производные. В состав нефти входят в основном парафиновые, олефиновые, нафтеновые, ароматические углеводы; сера, азот содержатся в виде кислородных, сернистых и азотных соединений. Для очистки воды из этих загрязнителей в основном применяют адсорбционные способы. В нашем случае, также были проведены эксперименты для очистки стоков, образованных из моечных агрегатов автопредприятий с использованием полученных сорбентов из местного сырья.

**Цель исследования:** Разработать и испытать более эффективную и экономичную схему очистки сточных вод с использованием способа адсорбции, применяя сорбенты полученные из местного сырья.

**Экспериментальная часть.** Загрязнение общегородских сточных вод нефтепродуктами происходят

Чуйской долины по данным 235 скважин слегка щелочная ( $pH = 7.74$ ), по-видимому, из-за незначительного содержания в водной среде твердой фазы, т.е. солей  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  ( $1.15 \cdot 10^{-4}$  моль) и  $\text{KNO}_3$  ( $4.53 \cdot 10^{-5}$  моль).

Рассчитаны физико-химические и термодинамические характеристики рассматриваемой модельной водной системы: объем, масса, плотность, энергия Гиббса, энтальпия, энтропия, внутренняя энергия, теплоемкость, ред-окс потенциал  $Eh$ , логарифм концентрации электронов в растворе ( $pe$ ), водородный показатель, ионная сила (I), химический потенциал, моляльность, мольное количество, коэффициент активности, парциальное давление газов (табл.1-5).

Найдено концентрационное распределение заряженных частиц в водном растворе ( $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{CaCl}^+$ ,  $\text{CaOH}^+$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{HSO}_4^-$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{KSO}_4^-$ ,  $\text{Mg}^{+2}$ ,  $\text{MgCl}^+$ ,  $\text{NO}_2^-$ ,  $\text{NO}_3^-$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{NaSO}_4^-$ ,  $\text{OH}^-$ ,  $\text{H}^+$ ) при минимуме энергии Гиббса (табл.5), которые могут быть использовано в качестве фонового параметра при оценке концентрации катионов и анионов в воде в случае их изменения за счет техногенных давлений в окружающей природной среде.

Адекватность предложенной физико-химической модели установлена на основе анализа результатов расчетных и экспериментальных исследований в основном по аддитивному водородному показателю воды, а также составлением массового баланса, входящих элементов в водном растворе и весового процентного баланса отдельных фаз.

### Литература

1. K. Kojobaev and J. Izakov. Some statistics on ecogeochemistry of Chu valley groundwater".- The International Conference on Environmental Science and Technology. (ICOEST'2013 - Cappadocia) Urgup, Turkey, 2013.- 115-117 p
2. Karpov I.K. The convex programming minimization of five thermodynamic potential other than Gibbs energy in geo-chemical modeling/ Karpov I.K., Chudnenko K.V., Kulik D.A., Bychinskii V.A.// Amer. J. Sci. 2002. 302, 281-311.
3. Karpov I.K Modeling chemical mass transfer in geochemical processes: Thermodynamic relations, conditions of equilibria, and numerical algorithms/ Karpov I.K Chudnenko K.V., Kulik D.A.// Amer. J. Sci., 1997. 297, P.767-806.
4. Helgeson H.C. Summary and critique of the thermodynamic properties of rock-forming minerals/ Helgeson H.C., Delany J.M., Nesbitt H.W., Bird D.K.// Amer. J. Sci. 1978. 278A, 1-229.