

СОДЕРЖАНИЕ

Журнала «ЭКОЭНЕРГЕТИКА»

№ 1, 2008

- 4 КАЛБАЛИЕВ Ф.И., РАМАЗАНОВА З.Э.,
БАБАЕВА С.Ш.
**ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИКО –
ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
БАКИНСКОЙ ТЭЦ -1 И ЕЕ ВЛИЯНИЯ
НА РАБОТУ АООТ «АЗЕРЭНЕРЖИ»**
- 11 З.Н. МУСАЕВ.
**ПЕРЕХОД В ОДНОМАШИННОЙ
СИСТЕМЕ БОРТОВОГО
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И
ОЦЕНКА МАТЕРИАЛЬНОГО
РАСХОДА**
- 15 Х.Х. ХАЛИЛОВА.
**ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫБРОСОВ НА
АБШЕРОНСКОМ ПОЛУОСТРОВЕ**
- 22 А.Ф. АЛИЕВ.
**ОЧИСТКА ЗАМАЗУЧЕННЫХ
СТОЧНЫХ ВОД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**
- 26 С.Р.ГАДЖИЕВА, Е.К.КУЛИЕВА,
Э.А.АБДУЛЛАЕВА.
**ПРИМЕНЕНИЕ ЖИДКИХ МЕМБРАН
С ЦЕЛЬЮ ОЧИСТКИ
ПЛАСТОВЫХ ВОД**
- 30 Д.П.МАМЕДОВА*, М.Б.ИСМАИЛОВ*,
С.Г.МАМЕДОВА**.
**ФАКТОРЫ ВЛИЯЮЩИЕ НА
ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ СТенок
ВЕРТИКАЛЬНО ЗМЕЕВИКОВЫХ
ТРУБ**
- 34 ГАСАНОВА Л.Г.
**ОБ ОДНОМ СПОСОБЕ
МОДЕЛИРОВАНИЯ ОСНОВНЫХ
ХАРАКТЕРИСТИК СКОРОСТЕЙ
ВЕТРА – ЭНЕРГОНОСИТЕЛЯ
ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
УСТАНОВОК**

ЖОНТЕНТС

«ЕКОЕНЕРЖЕТИЖС»

№1, 2008

- 4 F. KALBALIYEV, Z. RAMAZANOVA,
S. BABAYEVA.
**THE INVESTIGATION OF
TECHNICAL - ECONOMICAL
ASPECTS OF BAKU CENTRAL
THERMO – POWER
STATION №1 AND ITS IFLUENCE
ON THE WORK OF « AZERENERJI»
JOINT STOCK VENTURE**
- 11 MUSAYEV Z.N.
**TRANSITION TO ONE-MACHINE
SYSTEM
OF AN ONBOARD ELECTRIC
EQUIPMENT AND ESTIMATION OF
THE MATERIAL CHARGE**
- 15 H. KH. KHALILOVA.
**ENVIRONMENTAL IMPACT OF
INDUSTRIAL DISCHARGES IN THE
ABSHERON PENINSULA**
- 22 A. F.ALIYEV.
**CLEARING OF HEAVY OIL
POLLUTED WASTE WATER OF
POWER STATIONS**
- 26 S. R. GADJIEVA, E. K. KULIEVA, E. A.
ABDULLAYEVA.
**APPLICATION OF LIQUID
MEMBRANE FOR THE
PURIFICATION OF PRODUCED
WATER**
- 30 P.MAMEDOVA, M.B.ISMAILOV,
S.H.MAMEDOVA.
**THE FACTORS INFLUENCING ON a
TEMPERATURE MODE of WALLS
VERTICALLY coils of PIPES**
- 34 HASSANOVA L.H.
**ABOUT ONE WAY OF MODELING OF
THE SPEED BASIC
CHARACTERISTICS OF WIND –
WIND POWER PLANT IS POWER
CARRIER**

38 МАМЕДОВА Э.М.
**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОПТИЧЕСКИХ
СВОЙСТВ ПОЧВ ПРИ ДИСТАН-
ЦИОННОМ МЕТОДЕ КОНТРОЛЯ
ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
ПОЧВ**

42 М.М.АЛИЕВА.
**ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ
ПАСТБИЩНЫХ ЭКОСИСТЕМ**

46 МАМЕДОВ А.Э.
**ВЛИЯНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
НА ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ СЕРО-
КОРИЧНЕВЫХ (КАШТАНОВЫХ)
ПОЧВ ВДОЛЬ ТРУБОПРОВОДА БАКУ-
ТБИЛИСИ-ДЖЕЙХАН**

38 E.M.MAMMADOVA.
**USE OF THE OPTICAL
PECULARITIES OF THE SOILS FOR
DISTANCE METHOD OF THE
CONTROL OF THE ECOLOGICAL
SITUATION OF SOILS**

42 M.M.ALIYEVA.
**THE ECOLOGICAL MONITORING OF
PASTURE ECOSYSTEMS**

46 MAMMADOV A.E.
**THE INFLUENCE OF PHYSICAL PROPERTIES
ON THERMAL CONDUCTIVITY
OF CHESTNUT SOILS ALONG BTC-PIPELINE**

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАКИНСКОЙ ТЭЦ -1 И ЕЕ ВЛИЯНИЯ НА РАБОТУ АООТ «АЗЕРЭНЕРЖИ»

Ф. И. Калбалиев, З. Э. Рамазанова, С. Ш. Бабаева

Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия

Известно, что Бакинская ТЭЦ – 1, пущенная в эксплуатацию 105 лет тому назад, является старейшей электростанцией Азербайджана [3]. За годы эксплуатации станция неоднократно модернизировалась и расширялась.

В 1957 году постановлением Совета Народного хозяйства станция была переименована в ТЭЦ (ныне Бакинская ТЭЦ – 1). Мощность станции составляла 103 МВт. На станции были установлены котлы Таганрогского завода производительностью 200 т/час и теплофикационные турбины Ленинградского металлического завода мощностью по 25 МВт. Параметры пара - 29 ата, 400⁰С.

В 1967 году были введены два котла ТГМ – 96 производительностью по 480 т/ч, с параметрами 13.72 МПа и 565⁰С и две противодавленческие турбины Р – 50 – 130 на противодавление 1.57 МПа. Нами была поставлена задача проанализировать технико – экономические показатели ТЭЦ -1 за два периода ее работы - с 1960г. по 1977г. при работе на ТЭЦ паротурбинного оборудования и с 2000г. по 2006г. при работе ТЭЦ с современными энергетическими газотурбинными установками - и выявить ее влияние на показатели системы «Азербээнержи».

В таблице 1 приведены технико – экономические показатели системы «Азербээнержи» за период 1960 – 1977 гг.

Из таблицы 1 видно, что выработка электроэнергии на тепловых электростанциях системы возросла с 4.406 млрд. кВт.ч (1960г.) до 14.159 млрд. кВт.ч (1977г.), отпуск электроэнергии с шин за этот же период возрос с 4.17 млрд. кВт.ч (1960г.) до 13.067 млрд. кВт.ч (1977г.), то есть более, чем в 3 раза. Расход электроэнергии на собственные нужды возрос с 4.71% (1960г.) до 6.442% (1968г.), а затем снизился до 5.69 % (1977г.).

Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию снизился с 456 г/кВт.ч (1960г.) до 361.49 г/кВт.ч (1977г.).

Отпуск теплоэнергии увеличился с 2483.1 тыс.Гкал до 13101.4 тыс.Гкал (примерно в 5.3 раза), удельный расход электроэнергии на отпуск тепла с 10.94 кВт.ч/Гкал до 21.82 кВт.ч/Гкал, а удельный расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию - со 162.5 кг/Гкал до 171.34 кг/Гкал, расход топлива на отпущенную электроэнергию с 1902.3 тыс. тут (1960 г.) до 4723.763 тыс.тут (1977 г.), а на отпущенную теплоэнергию с 403. 5 тыс.тут (1960 г.) до 2244.794 тыс.тут (1977 г.).

Таблица 1

Технико – экономические показатели системы «Азербээнержи» с 1960 г. по 1977 г.

Годы	Выраб. э/э	Отп. э/э	Расх. э/э на собст.нуж	Уд.расх. усл. топ. на отп. э/э	Отп. тепла	Уд. расх. усл. топ. на отп. тепла	Расх. топ. на отп. э/э	Расх. топ. на отп. Тепла
	млрд. квт.ч	млрд. квт.ч	%	г/ квт.ч	тыс. Гкал	Кг/Гкал	тыс. тут	тыс. Тут
1960	4.406	4.172	4.71	456	2483.1	162.5	1902.303	403.504
1961	5.885	5.552	5.04	450	3055	165.8	2498.22	506.519
1962	7.487	7.016	5.42	438	4587	172.5	3073.06	791.258
1963	7.785	7.279	5.6	433	5006	171.7	3151.993	859.53
1964	7.465	6.945	5.94	433	5151.3	174	3007.097	896.326
1965	8.661	8.056	5.9	421.6	5867.5	172.7	3396.357	1013.317
1966	8.943	8.321	5.82	424.7	6196.6	173.3	3533.777	1073.87

1967	9.977	9.247	6.03	422.2	7698	173.3	3904.181	1334.063
1968	9.191	8.46	6.44	420.04	7824.4	174.46	3553.452	1365.045
1969	10.106	9.313	6.23	413.7	8811	174.6	3852.754	1538.401
1970	10.893	10.073	6.02	401.1	9010.3	175.74	4040.126	1583.47
1971	11.4	10.554	6	395.7	9095.9	172.77	4176.143	1571.499
1972	11.339	10.495	5.93	382	9664.3	172.35	4009.075	1665.642
1973	11.867	10.984	5.85	373.5	10132	171.8	4102.635	1740.678
1974	12.762	11.811	5.8	370.4	11335	171	4374.952	1938.285
1975	13.14	12.123	5.81	367.4	11996	172.4	4453.891	2068.110
1976	13.51	12.451	5.76	363.8	13020.4	171.97	4529.699	2239.118
1977	14.159	13.067	5.69	361.49	13101.4	171.34	4723.763	2244.794

Таблица 2
Технико – экономические показатели Бакинской ТЭЦ – 1 с 1960 г. по 1977 г.

Годы	Выраб э/э	Отп. э/э	Расх э/э на собст.пу	Уд.расх. усл.топ. на отп. э/э	Отп. тепла	Уд. расх. усл. топ. на отп.	Расх. топ. на отп. э/э	Расх. топ. на отп. Тепла
	млн. кВт.ч	млн. МВт.ч	%	г/кВт.ч	тыс. Гкал	Кг/Гкал	тыс. Туг	тыс. Туг
1960	761.1	716.265	4.99	518	785.3	164.4	371.025	129.103
1961	896	842.968	5.02	536	886.9	166.4	451.831	147.580
1962	939.3	883.234	5.04	532	994.9	170.6	469.88	169.730
1963	788.931	740.016	5.04	522	1053.3	169.5	386.288	178.534
1964	885.960	834.036	4.83	523	1061.9	170.0	436.201	180.523
1965	710.00	666.092	4.85	518	1111.88	168.4	345.036	187.241
1966	744.3	696.945	4.77	519.3	1284.108	169.3	361.923	217.399
1967	721.3	671.905	4.97	517.4	1461.3	168.7	347.644	246.521
1968	539.1	495.789	5.21	511.8	1665.6	168.93	253.745	281.370
1969	528.323	483.95	5.09	497.3	1857.64	169.2	240.669	314.313
1970	426.3	384.353	5.16	481.9	2078.1	167.4	185.220	347.874
1971	489.3	442.785	5.28	491.2	2097.32	167.3	217.496	350.882
1972	392.8	349.049	5.18	489.4	2281.12	162	170.824	369.541
1973	394.8	350.222	5.405	479.5	2225.93	167.49	167.932	372.821
1974	378	326.169	5.55	485	2759.56	167.7	158.192	462.778
1975	507.8	432.496	5.33	446.7	2640.3	180.6	193.196	476.838
1976	596	509.302	5.94	407.3	2762.3	179.2	207.438	495.004
1977	895.8	798.973	5.2	395.6	2850.0	176.7	316.074	503.595

В таблице 2 приведены технико – экономические показатели Бакинской ТЭЦ – 1 за 1960 – 1977 гг.

Из таблицы 2 видно, что с 1960 года по 1962 год выработка электроэнергии на ТЭЦ - 1 возросла с 761.1 млн. кВт.ч до 939.3 млн. кВт.ч, по отношению к системе Азербэнеджи это означало снижение с 17.27% до 12.55%.

В последующие годы (до 1974 г.) выработка электроэнергии снизилась до 378 млн. кВт.ч, по отношению к системе до 2.97%. В 1975 – 1977 гг. выработка электроэнергии вновь начала расти и достигла в 1977 году 895.8 млн. кВт.ч, 6.33%. Отпуск электроэнергии с шин снизился с 716.265 млн. кВт.ч до 326.17 млн. кВт.ч, с 17.17% (1960 г.) до 2.76% (1974г.), затем начал расти и достиг в 1977 году 798.973 млн. кВт.ч (6.11%). Отпуск

теплоэнергии возрос с 785.3 тыс.Гкал до 2850 тыс.Гкал, примерно в 3.6 раза. Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию снизился с 518 г/кВт.ч до 395.6 г/кВт.ч, а на отпущенную теплоэнергию возрос со 164.4 кГ/Гкал до 176.7 кГ/Гкал.

Средний удельный расход условного топлива на отпущенную э/э в системе Азербэнеджи за рассмотренный период составлял 407.09 г/кВт.ч, а на Бакинской ТЭЦ – 1 492.8 г/кВт.ч, то есть был выше системного.

Из приведенных данных видно, что за весь рассматриваемый период удельный расход условного топлива на отпущенную э/э на Бакинской ТЭЦ – 1 был выше системного. Расчеты показали, что работа ТЭЦ – 1 увеличивала удельный расход условного топлива системы примерно на 4.65÷6.59 г/кВт.ч, что все указанное время работа

Бакинской ТЭЦ – 1 по отпуску э/э отрицательно сказывалась на работе системы, приводя к пережогу топлива. Пережог топлива в системе по этой причине в 1960 - 1977 гг. составил 889948.43 туг (рис.1).

В 1962 – 1974 гг. удельный расход условного топлива на отпущенное тепло на ТЭЦ – 1 был ниже системного, экономия составила 115449.24 туг, а в 1960 – 1961гг. и 1975 – 1977гг. наблюдался пережог, равный

соответственно 2024 тут и 56897.89 тут, всего 58921.89 тут. Общая экономия из - за отпущенного тепла в 1960 – 1977 гг. составила 56527.14 туг (рис.2). В целом, из-за влияния Бакинской ТЭЦ – 1 по двум указанным показателям - по отпущенной электроэнергии и по отпущенному теплу - в системе «Азерэнержи» в 1960 – 1977гг. пережог топлива составил 833421.29 туг (рис.3).

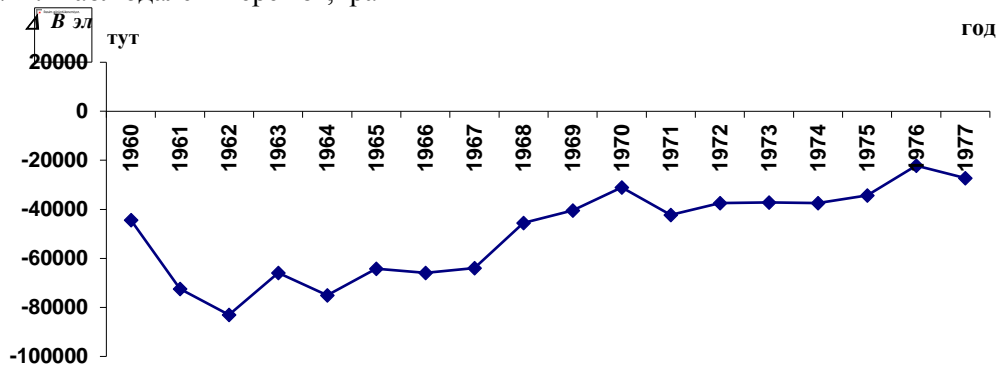


Рис.1. Влияние ТЭЦ-1 на изменение расхода условного топлива на отпущенную э/э системы «Азерэнержи», экономия(+), пережог(-)

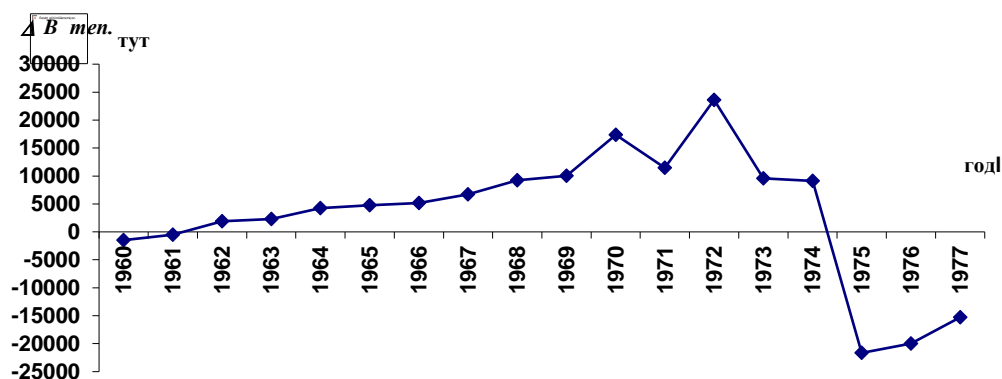


Рис.2. Влияние ТЭЦ-1 на изменение расхода условного топлива на отпущенное тепло системы «Азерэнержи», экономия(+), пережог(-)

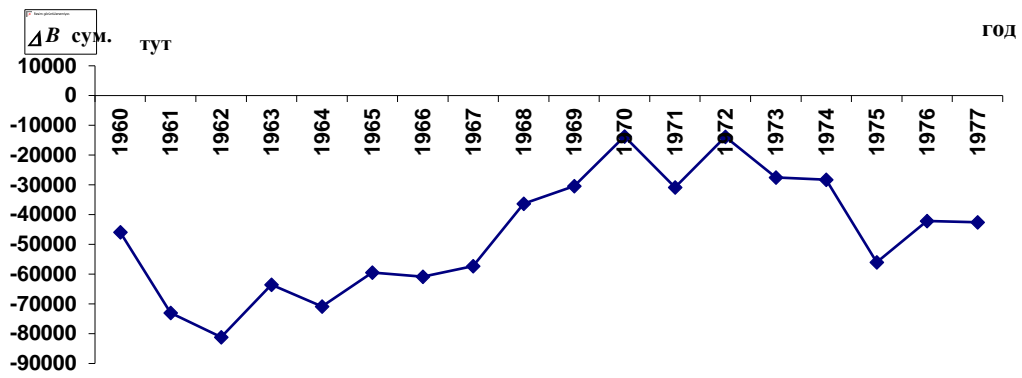


Рис.3. Суммарная экономия (+) и пережог (-) топлива на отпущенные э/э и тепло в системе «Азерэнержи»

Известно, что кризис 90-х годов затронул и энергетику Азербайджанской Республики [2]. Выработка электроэнергии в системе снизилась на 23.8%, с 23.36 млрд квт.ч (1991г.) до 16.71 млрд квт.ч (1997г.) [8]. Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии за этот же период возрос с 364 г/кВт.ч до 410 г/кВт.ч, а на выработку тепловой энергии с 181 кг/Гкал (1991г.) до 216 кг/Гкал (1997 г.).

За период с 1990 г. до 2000 г. потребление электроэнергии населением возросло в 9.4 раза и составило 51.6% от общего электропотребления, что связано со снижением производства, потребления газа и производства тепла с 21.4 млн. Гкал (1991г.) до 6.7 млн. Гкал (2000г.).

Для ликвидации энергетического кризиса правительством Азербайджанской Республики согласно Государственной программе развития энергетики проводится напряженная работа по замене морально и физически устаревшего, отслужившего свой ресурс времени, имеющего низкий коэффициент полезного действия оборудования современными газотурбинными и комбинированными парогазовыми установками (ПГУ).

Известно, что в настоящее время при вводе новых генерирующих мощностей все большее распространение получают газотурбинные и парогазовые установки [1,2,4-7,9].

Перспектива увеличения добычи газа в Азербайджане, реконструкция газопроводов, строительство газохранилищ делают возможным ориентацию на электростанциях Республики на внедрение газотурбинных и парогазовых установок.

В 2000 – 2001гг. на Бакинской ТЭЦ-1 были пущены две газотурбинные установки мощностью по 55 МВт, а в 2001 году на ГРЭС «Шимал» - парогазовая установка мощностью 400 МВт. В настоящее время на Сумгаитской ТЭЦ-1 идет монтаж парогазовой установки мощностью 517 МВт, которая будет самой крупной установкой в республике. Эта ПГУ не имеет аналогов на всем пространстве СНГ.

На ГРЭС «Шимал» будет установлена вторая ПГУ мощностью 400 МВт.

Так как строительство этих станций требует определенного времени, для покрытия

потребности в электроэнергии в отдельных районах Азербайджанской Республики построены и успешно эксплуатируются Астаринская, Шекинская, Хачмазская, Нахичеванская и Бакинская модульные электростанции. На каждой из этих станций установлено по 10 блоков мощностью по 8.7 МВт, на Бакинской модульной станции установлено 12 аналогичных блоков.

Начаты подготовительные работы к строительству модульной станции мощностью 300 МВт в Сангачале.

Учитывая вышеизложенное, было решено проанализировать работу Бакинской ТЭЦ – I после установки на ней энергетических газовых турбин GT8C2 и выявить ее влияние на работу системы «Азербэнержи» в период с 2000года по 2006 год.

В таблице 3 приведены технико – экономические показатели АООТ «Азербэнержи» за 2000 – 2006гг.

Из таблицы 3 видно, что за рассматриваемый период выработка электроэнергии на тепловых электростанциях системы выросла с 17.069 млрд. квт.ч (2000г.) до 21.270 млрд. квт.ч (2006г.), т. е. на 24.61%.

Отпуск электроэнергии с шин возрос с 16.06 млрд. квт.ч (2000г.) до 20.237млрд. квт.ч (2006г.), на 26%. Расход электроэнергии на выработку электроэнергии снизился с 5.54% (2000г.) до 4.8% (2006г.). Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию снизился с 411.101 г/кВт.ч (2000г.) до 367.8г/кВт.ч (2006г.), т.е. на 10.53%.

Отпуск теплоэнергии уменьшился с 2386.216 тыс.Гкал (2000г.) до 689.74 тыс. Гкал (2004г.), (на 71.09%), а затем возрос до 753.16 тыс. Гкал(2006г.), т.е. на 9.19%. Удельный расход электроэнергии на отпущенное тепло снизился с 26.393 квт.ч/Гкал (2000г.) до 17.752 квт.ч/Гкал (2006), на 32.7%; удельный расход условного топлива на отпущенное тепло с 217.138 кг/Гкал (2000г.) до 191.93 кг/Гкал (2006г.), что составляет 11.61%.

В 2006 году в системе работали следующие тепловые электростанции: Азербайджанская ТЭС, выработавшая 54.54% всей произведенной тепловыми электростанциями системы электроэнергии, Али - Байрамлинская ТЭС - 26.67%, «Шимал» - 12.56%, Бакинская ТЭЦ – I - 3.25%.

В 2006 году были также сданы в эксплуатацию Нахичеванская газотурбинная электростанция, выработавшая 0.56%, и три модульные электростанции – Астаринская – 1.5%, Шекинская – 0,65% и Хачмазская – 0.27% всей системной электроэнергетики.

В 2006 году 98,94 % всего отпущенного системой тепла (753.16 тыс.Гкал) приходилось на долю Бакинской ТЭЦ – 1(745.18тыс.Гкал), только 1.06% (7.98 тыс. Гкал) отпущено Азербайджанской электростанцией. Максимальное значение удельного расхода условного топлива на отпущенную электроэнергию 599.99 г/кВт.ч было получено в 2006 году на Нахичеванской газотурбинной электростанции, что на 232.19 г/кВт.ч больше, чем в системе. Доля газового топлива в общем расходе топлива на электростанциях распределялась в 2006 году следующим образом: на Азербайджанской электростанции – 70.12%, на Али – Байрамлинской – 76.61%, на «Северной» - 99.63%, на ТЭЦ – 1 – 99.18%, Нахичеванская газотурбинная электростанция и модульные электростанции работали полностью на газовом топливе.

Таблица 3

Технико-экономические показатели системы «Азерэнерджи» за период с 2000 по 2006 гг.

Годы	Выраб э/э	Отп. э/э	Расх. э/э на соб.ст.нуж.	Уд.расх. усл.топ. на отп. э/э	Отп. тепла	Уд.расх. усл.топ. на отп. тепла	Расх.г оп. на э/э	Расх.топ. на отп. Тепла
	млрд. квт.ч	млрд. квт.ч	%	г/квт.ч	тыс. Гкал	Кг/Гкал	тыс. тут	Тыс. тут
2000	17.069	6.060	5.540	411.1	2386.22	217.14	602.234	518.133
2001	17.521	6.484	5.640	413.24	1341.11	216.4	811.850	290.217
2002	16.558	5.611	5.58	409.4	942.712	190.6	6391.18	179.681
2003	18.681	7.704	5.13	386.18	816.304	195.09	6836.86	159.255
2004	18.589	7.605	5.236	385.89	689.74	191.91	6793.74	132.368
2005	19.340	8.349	5.071	378.8	700.925	191.85	6950.54	134.475
2006	21.270	10.237	4.8	367.8	753.16	191.93	7443.053	144.554

В целом, для системы доля газового топлива в 2006 году составила 76.43 %

Для установления влияния Бакинской ТЭЦ–1 на работу АООТ «Азерэнерджи» в таблице 4 приведены технико–экономические показатели этой станции за 2000 – 2006гг.

Таблица 4

Технико -экономические показатели Бакинской ТЭЦ–1 за период с 2000 по 2006 гг.

Год	Выраб э/э	Отп. э/э	Расх э/э на соб.ст.нуж.	Уд.расх. усл.топ. на отп. э/э	Отп. тепла	Уд.расх. усл.топ. на отп. тепла	Расх.г оп. на отп. э/э	Расх.г оп. на отп. Тепла
	млн. квт.ч	млн. квт.ч	%	г/квт.ч	тыс. Гкал	Кг/Гкал	тыс. тут	тыс. Тут
2000	109.203	83.359	4.837	187.49	861.099	207.87	15.629	178.317
2001	506.417	469.903	0.173	256.09	737.101	197.17	118.030	145.334
2002	579.461	539.82	2.425	227.00	675.310	187.45	122.917	126.587
2003	629.750	590.254	4.623	219.28	702.76	193.06	129.431	135.67
2004	742.825	702.917	8.533	235.65	675.10	192.081	165.641	130.609
2005	719.912	680.729	7.356	224.21	694.234	191.97	152.629	133.27
2006	691.104	651.571	6.262	215.36	745.18	192.07	140.323	143.13

Следует отметить, что производство электроэнергии на ТЭЦ– 1 в 1999гг. составляло 109.203 млн.кВт.ч, по отношению к системе 0.38%. После включения в 2000-2001гг. газовых турбин ЭТ8Б2 выработка электроэнергии начала расти. Из таблицы № 4 следует, что выработка электроэнергии на Бакинской ТЭЦ– 1 за рассмотренный период возросла со 109.203 млн. кВт.ч (2000г.) до 742.825млн.кВт.ч (2004г.), что по отношению к системе составляет рост от 0.64% до 4%. В последующие годы выработка электроэнергии несколько снизилась, достигнув в 2006 году 691.104 млн.кВт.ч, по отношению к системе 3.25%. Отпуск электроэнергии с шин за рассмотренный период возрос с 83.359 млн. кВт.ч (2000г.) до 702.917 млн. кВт.ч (2004 г.), с 0.64% до 4%, затем снизился, составив в 2006 году 651.571млн. кВт.ч (3.25% от системного).

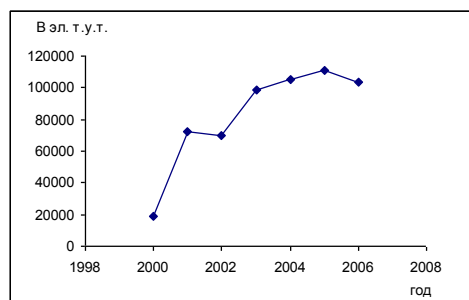


Рис.4. Влияние ТЭЦ-1 на изменение расхода условного топлива системы «Азерэнерджи», экономия (+), пережог (-)

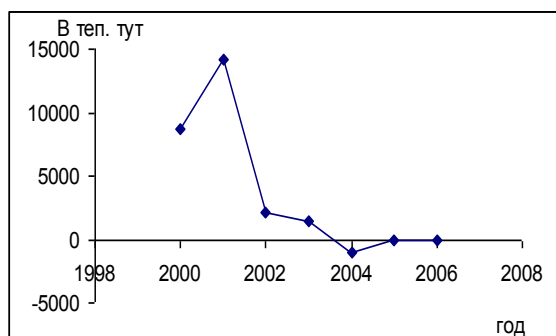


Рис.5. Влияние ТЭЦ-1 на изменение расхода условного топлива на отпущенное тепло системы «Азербэнерджи», экономия(+), пережог (-)

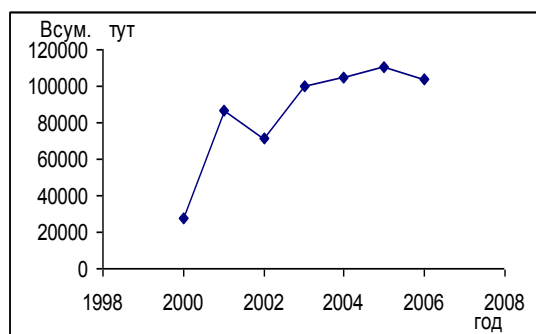


Рис.6. Суммарное изменение расхода условного топлива на отпущенные э/э и тепло системы «Азербэнерджи», экономия (+), пережог (-)

Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию возрос от 187,49 г/кВт.ч (2000г.) до 215.36 г/кВт.ч (2006г.). Максимальное значение удельного расхода условного топлива на отпущенную электроэнергию было достигнуто в 2001 году - 256,09 г/кВт.ч.

Отпуск теплоэнергии снизился с 861.099 тыс.Гкал (1997) до 745.18тыс.Гкал (2006г.). По отношению к системе это означает возрастание от 36.09% до 98.94%. Удельный расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию снизился с 207.087кг/Гкал (2000г.) до 192.07кг/Гкал (2006г.).

Доля газа в общем расходе топлива на электростанции возросла с 58.564% (2000г.) до 99.18% в 2006 году.

Из таблиц № 3 и 4 видно, что за период с 2000 г. по 2006 г. удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию на ТЭЦ - 1 был ниже системного, что означает, что работа ТЭЦ приводила к экономии топлива в системе. Расчеты показали, что экономия топлива по этому показателю составила 601599.9 тут.

Из таблицы № 3 и 4 следует также, что с 2000года по 2003 год удельный расход условного топлива на отпущенную теплоэнергию также был ниже системного, то есть работа ТЭЦ – 1 по отпуску тепла положительно сказывалась на показателях системы. За этот период было сэкономлено 26388.263 тут.

С 2004 года по 2006 год работа ТЭЦ по отпуску тепла вызвала пережог топлива, равный 1236.896 тут. В целом, работа ТЭЦ – 1 по этому показателю в 2000 – 2006 гг. привела к экономии 25151.367 тут. Суммарная экономия по обоим показателям составила 626750.4 тут.

Выводы

1. При строительстве новых тепловых электростанций широко используются современные мощные газотурбинные и парогазовые установки. С каждым годом увеличиваются параметры и коэффициент полезного действия этих установок.

2. Для устранения кризиса в энергетике правительство Азербайджанской республики разработало и проводит в жизнь ряд грандиозных мероприятий. Проводится напряженная работа по замене отслуживших свой срок, морально и физически устаревших, имеющих низкий коэффициент полезного действия электростанций новыми, современными станциями с газотурбинными и парогазовыми установками.

3.Проведенные исследования показали, что в период с 1960 – 77гг. работа Бакинской ТЭЦ – 1 по отпуску электроэнергии привела к пережогу 889948.43 тут. По отпущенной теплоэнергии было сэкономлено 56527.14 тут. В итоге по обоим показателям пережог топлива составил 833421.29 тут.

4. В 2000 – 2006гг. после установки на Бакинской ТЭЦ – 1современных газовых турбин GT8C2 выработка электроэнергии на ТЭЦ – 1 возросла и составила в 2006 году 3.25% от системной. В 2006 году 98,94 % отпущенного системой тепла приходится на долю Бакинской ТЭЦ – 1. Из – за отпущенной электроэнергии экономия топлива составила 601599.9 тут. Экономия топлива из-за отпущенного тепла равнялась 25151.367 тут. Суммарная экономия по обоим показателям составила 626750.4 тут.

5. Проведенные исследования подтвердили преимущества парогазовых установок перед паротурбинными, по обоим показателям Бакинская ТЭЦ – 1 в 2000 – 2006 гг. положительно влияла на технико–экономические показатели системы, приводя к экономии топлива.

6. Повышения экономичности Бакинской ТЭЦ – 1 можно достичь нахождением новых тепловых потребителей или использованием пара, получаемого в котле-утилизаторе, для выработки электроэнергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арсеньев Л.В., Тырышкин В.Г. Комбинированные установки с газовыми турбинами. 1982.

2. Длугосельский В.И., Земцов А.С. Эффективность использования в теплофикации газотурбинных и парогазовых технологий. Теплоэнергетика, №12, 2000.

3. Калбалиев Ф.И., Рамазанова З.Э., Тагиров Р.Л. Влияние Бакинской ТЭЦ-1 с энергетическими газовыми турбинами на работу АОТ «Азерэнерджи». «Энергетиканын проблемляри», №2, 2002.

4. Канаев А.А., Корнеев М.И. Парогазовые установки. Машиностроение, 1974.

5. Манушин Э.А. Теория и проектирование газотурбинных и комбинированных установок, 1977.

7. Паровые и газовые турбины. Под редакцией А.Г.Костюка и В.В.Фролова. М.: Энергоатомиздат, 1985.

8. Пирвердиев Э.С., Юсифов И.Я., Гусейнов А.М. АОТ. «Пути повышения эффективности электроэнергетики Азербайджанской Республики». First International Conference of Technical and Physical Problems in Power Engineering. Baku-Azerbaijan, 2002.

9. Фаворский О.Н. и др. Состояние и перспективы развития парогазовых установок в энергетике России. Теплоэнергетика, №2, 2003.

SUMMARY

The investigation of technical - economical indexes of Baku Central Thermo – Power Station №1 and its effect on the work of «Azerenergy» Joint Stock Venture

F. Kalbaliyev, Z. Ramazanova, S. Babayeva

The article provides the results of review of technical and economical indexes of Baku Central Thermo-Power Station №1 during the period from 1960 until 1977 year, when the station was equipped with steam turbines, and from 2000 until 2006 year, when it is equipped with modern gas energy turbines GT8C2. The effect of this station on the work of «Azerenergy» Joint Stock Venture is also discussed.

6. Ольховский Г.Г. Энергетические газотурбинные установки. Энергоатомиздат, 1985.

ПЕРЕХОД К ОДНОМАШИННОЙ СИСТЕМЕ БОРТОВОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ОЦЕНКА МАТЕРИАЛЬНОГО РАСХОДА

З.Н. Мусаев

Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия

Подвижные автономные объекты на своем борту имеют электрическую сеть – сложную или менее сложную. В эту систему входят потребители электрической энергии и генерирующий узел – комплекс, состоящий из аккумулятора и генератора. Одним из мощных потребителей электроэнергии на борту является электрическая машина постоянного тока, выполняющая функцию стартера и получающая энергию от аккумуляторной батареи, являющиеся основой бортовой сети две электрические машины находятся в крайне противоположных режимных условиях, что приводит к «нарушению» обратимости режимов, касающихся электрических машин в общем [1].

В данной работе рассматриваются некоторые вопросы комплексного решения проблемы совмещения функций стартера и генератора в одной электрической машине с учетом повышения ресурса, снижения удельного веса, повышения технологичности конструкции, поддержания надежности на современном уровне и оценки материального расхода.

Вопрос комплектации, являющейся одним из составляющих проекта «Одномашинная система электромеханического преобразования» [2], рассматривается в комплексе с другими вопросами. Проект включает в себя несколько элементов: электрическая машина постоянного тока (стартер-генератор - СГ), имеющая две якорные обмотки; пуско-переключающее устройство (ППУ), переводящее устройство в стартерный или генераторный режим, размещенное между СГ и шкивом ременной передачи, конструктивно выполненное как одно целое с СГ; ременная передача, которая создает связь между валом якоря СГ и коленчатым валом двигателя внутреннего сгорания – ДВС; пусковое реле, дающее команды на включение, автоматизацию и сигнализацию режима.

С целью сближения противоположных режимных условий в качестве входного параметра принимается частота вращения якоря, принятой машины постоянного тока: частота вращения в стартерном режиме - n_c ; частота вращения якоря в генераторном

режиме – $n_{min.z}$.

Частота вращения n_c принимается такой, чтобы получить наименьший удельный вес машины, что требует повышения значения n_c и одновременного сохранения при этом стабильности как в электрическом и механическом отношениях, так и надежности в режиме генератора во всем диапазоне частот ($n_{min.z} \div n_{max.z}$, где n_{min} соответствует частоте вращения холостого хода коленчатого вала ДВС). При частотах вращения $n_{max.z}$ СГ должен вырабатывать напряжение, равное номинальному напряжению бортовой электрической сети U_b . Исследование показало, что при современных конструктивных решениях по исполнению обмотки якоря, приемлемому для двух режимов $n_{min.z}$ можно принять в $2 \div 2,5$ раза меньше частоты вращения стартерного режима n_c . Таким образом, после выполнения СГ функции запуска ДВС с частотой вращения n_c , прекращается подача питания на обмотку якоря и частота его вращения, уменьшается свободно до значения, соответствующего режиму холостого хода ДВС, т.е. до минимальной частоты вращения коленчатого вала, если не удастся возмущение на ДВС. При любом возмущении на ДВС происходит соединение двух валов – СГ и ППУ. Как только происходит соединение, якорь машины подчиняется закону изменения частоты вращения коленчатого вала, создается единый вал, система полностью переводится на генераторный режим. Совместным действием генератора и аккумуляторной батареи, а также потребителей различного рода, создается энергетическая система – автоматизированная система бортового обеспечения.

Разработанный СГ проектируется на базе стартера, применяющегося в настоящее время на борту транспортных систем. Для оценки общей экономии материалов по сравнению с существующей конструкцией необходимо учесть не только вес материалов электрических машин, но и вес всех коммуникаций, связанных с обеспечением режима стартера и генератора:

- Создание режима генератора осуществляется СГ и по этой причине из сравниваемого комплекса с учета почти

полностью снимается генераторный вес – Δm_g ;

- Новый комплекс [2] предусматривает ременную передачу момента от электрической машины на коленчатый вал ДВС в режиме стартера и обратно в генераторном режиме. По этой причине уменьшается количество крепежных деталей СГ и, соответственно, уменьшается общий вес стартерно-генераторного комплекса - Δm_p ;

- За счет уменьшения объема меди (Δm_m) якоря и индуктора, веса электротехнической стали магнитных систем якоря и индуктора ($\Delta m_{яст}$, $\Delta m_{ист}$), веса конструктивных элементов $\Delta m_{кон}$ в связи с повышением частоты вращения якоря СГ в стартерном режиме в несколько раз по сравнению со стартером уменьшается общий вес - ($\Delta m_{чвр}$)

$$\Delta m_{чвр} = \Delta m_m + \Delta m_{яст} + \Delta m_{ист} + \Delta m_{ко} \quad (1)$$

Учитывая то, что вес активных материалов – $\Delta m_{яст} + \Delta m_{ист} = \Delta m_a$ – уменьшается пропорционально объему якоря, то выражение (1) запишется в виде:

$$\Delta m_{чвр} = \Delta m_a + \Delta m_{кон} \quad (2)$$

Для оценки степени уменьшения компонента Δm_a в выражении (2) обратимся на обобщенную теорию, применяющуюся при проектировании электрических машин [3]: объем машины пропорционален объему якоря $D_{я}^2 l_i \equiv V_{я}$, а $P_3/n \equiv$ электромагнитному моменту ($D_{я}$ - диаметр якоря, l_i – расчетная длина якоря, P_3 – электромагнитная мощность, n – частота вращения якоря), то $V_{я}/M_3 = C$. Следовательно, величина машинной постоянной C представляет собой объем якоря, приходящийся на единицу электромагнитного момента, т.е. характеризует степень использования машины. Что касается частоты вращения n , то из вышеуказанного отношения видно, что чем быстрее машина, тем меньше ее главные размеры при прочих постоянных.

Если частоту вращения якоря СГ взять K раз больше частоты вращения якоря сравниваемого стартера, то при равных мощностях момент на валу СГ будет K раз меньше, т.е.

$$M_{ст} = \frac{M_{ст}}{K}$$

где $M_{ст}$ – момент на валу сравниваемого стартера.

Для объема якоря СГ можно писать пропорциональность, как

$$V_{ст} \approx \frac{V_{ст}}{K} = C M_{ст}$$

где $V_{ст}$ - объем якоря сравниваемого стартера.

Принимая во внимание отношения между объемом и весом и учитывая технологические особенности при изготовлении машины, то можно оценить уменьшение веса применяемого СГ с учетом повышенной частоты вращения якоря (из-за неполного соответствия конструкции ошибки в переводе веса не превышают 3 ÷ 5%):

$$\Delta m_{чвр} = V_{ст} - V_{ст}$$

Существуют изменения в функциональной деятельности электромагнитного реле управления, входящее в конструкцию СГ.

При проектировании электромагнитного реле оптимальная конструктивная форма выбирается по геометрическому показателю («конструктивному фактору»), для электромагнита постоянного тока, который определяется [4]:

$$\Gamma = \frac{\sqrt{F_3}}{\delta_n},$$

если приближенно считать, что

$$F_3 \equiv S \equiv D^2 \text{ и } \delta_n = l, \text{ то } \Gamma \equiv D^2 / l$$

где F_3 – сила, развиваемая электромагнитом тягового реле; δ_n – начальный рабочий воздушный зазор; S и l – сечение и длина сердечника; D – наружный диаметр цилиндрического электромагнита.

Как видно из этих соотношений, размеры электромагнита, составляющего основную массу тягового реле, зависит от силы и начального рабочего воздушного зазора. В

сравниваемой конструкции реле выполняет функции создания силы для сцепления стартера с маховиком ДВС, контактного нажатия для пусковых контактов, причем работа выполняется довольно на большом начальном зазоре. У включающего реле, входящего в новую конструкцию, сила тяги и начальная величина рабочего воздушного зазора значительно малы при одинаковых мощностях СГ и стартера, соответственно меньший расход материалов. Точный расчет разницы материального расхода определяется в процессе конкретного проектирования. Разница

$$\Delta m_p = \Delta m_{рст} - \Delta m_{рсг}$$

где Δm_p - разница материального расхода для изготовления реле СГ и сравниваемого стартера; $\Delta m_{рст}$ - объем материала реле стартера; $\Delta m_{рсг}$ - объем материала реле СГ.

Анализ процессов и сравнение новой системы с существующей даст возможность сделать такой вывод, что, применяя современную методику проектирования с учетом оптимизации параметров, характеристик и режимов работ, а также передовую технологию, для электромеханического преобразования можно использовать материалы весом

$$\Delta m_{эп} \approx (0,7 \div 0,6)(m_{ст} + m_r)$$

или

$$\Delta m_{эп} \approx (m_{ст} + m_r) - (\Delta m_r + \Delta m_{чвр} + \Delta m_p)$$

где $\Delta m_{ст}$ и Δm_r - соответственно, общий материальный расход сравниваемого стартера, генератора и необходимых деталей и узлов для их крепления.

Экономическая эффективность от экономии материалов при применении нового комплекса будет:

$$E_{общ} = [(m_{ст} + m_r) - m_{ст}]N$$

где N – количество СГ, производимых за одни год.

Для оценки только материальной экономии от применения СГ на борту подвижных систем в сравнении с комплексом «стартер и генератор» произведен расчет. Данные расчета внесены в таблицу 1. В качестве сравниваемых объектов взяты:

стартер СТ221 мощностью 1,3 кВт и генератор на 42 А типа Г221; стартер-генератор мощностью 1,5 кВт (режим стартера) и 50 А (режим генератора). Ошибки в расчетах прогнозируются около $\pm 5\%$.

Таблица 1

Таблица сравнения материальных расходов

Название узла	Единица измерения	Медь	Электротехническая сталь	Конструктивные материалы	Расход по узлам
1	2	3	4	5	6
1. Стартер – СТ221-1,3кВт					
• обмотка якоря	кг	0,34	–	–	
• обмотка возбуждения	кг	0,416	–	–	
• коллектор	кг	0,150	–	–	
• электротехническая сталь	кг	–	3,455	–	7,60
• конструктивные материалы (подшипники включены)	кг	–	–	0,916	
• муфта свободного хода	кг	–	–	0,324	
2. Реле включения					
• катушка, контакты	кг	0,260	–	–	0,83
• электротехническая сталь	кг	–	0,450	–	
• конструктивные материалы	кг	–	–	0,120	
3. Генератор – Г221-42А					
• обмотка стартера	кг	0,204	–	–	
• обмотка возбуждения	кг	0,288	–	–	
• контактные кольца	кг	0,036	–	–	3,678
• электротехническая сталь	кг	–	1,8	–	
• конструктивные материалы (подшипники включены)	кг	–	–	1,350	
• выпрямительные элементы	6 штук	–	–	–	
Всего	кг	1,694	5,705	4,71	12,109
4. Стартер-генератор – 1,5кВт					
• обмотка якоря	кг	0,273	–	–	
• обмотка возбуждения	кг	0,440	–	–	
• коллектор	кг	0,150	–	–	
• контактные кольца	кг	0,036	–	–	
• обмотка и контакты реле	кг	0,200	–	–	
• электротехническая сталь	кг	–	2,82	–	7,582
• электротехническая сталь реле	кг	–	0,36	–	
• муфта свободного хода	кг	–	–	0,280	
• конструктивные материалы (подшипники включены)	кг	–	–	1,577	
• конструктивные материалы реле	кг	–	–	0,096	
• выпрямительные элементы	6 штук	–	–	–	

• редуктор	кг	–	–	1,350	
Всего материалов по СГ	кг	1,099	3,18	3,33	7,582
Общая экономия материалов (1+2+3-4)	кг	0,595	2,525	1,407	4,527
Экономия по процентам	%	~35	~45	~30	~37

Выводы

1. Проанализированы основные элементы конструктивного решения для перехода от двухмашинной к одномашинной системе бортового электромеханического преобразования для подвижных автономных объектов.

2. Доказана возможность экономии большого объема активных и конструктивных материалов при решении вопросов перехода на новую систему на высоком техническом уровне.

3. При переходе на новую систему по предварительным расчетам можно сэкономить 30-40% материала.

Литература

1. Мусаев З.Н. Бортовая система одномашинного электромеханического преобразования. Патент Азербайджанской Республики, i990212. 01.12.99.

2. Проектирование электрических машин. Под ред. Копылова И.П. М.: Высш. шк. 1980. 495с.

3. Сахаров П.В. Проектирование электрических аппаратов. М.: Энергия. 1971. 559с.

4. Хвостов В.С. Электрические машины. Машины постоянного тока. М.: Высш. шк. 1988. 335 с.

SUMMARY

Transition to one-machine system of an onboard electric equipment and estimation of the economy in material consumption

Z.N. Musayev

The paper discusses the basic aspects of the creation of a starter-generating complex, combining the functions of starter and generator in one- machine of onboard electromechanical transformation for using in autonomous mobile units. According to preliminary estimations, it is possible to reduce the active and constructive materials by 30-40 % through application of this new system.

THE IMPACT OF INDUSTRIAL DISCHARGES ON THE CONTAMINATION OF THE ECOSYSTEM OF ABSHERON PENINSULA

H. Kh. Khalilova

International Ecoenergy Academy

Abstract

This study was carried out to evaluate the pollution of the Absheron ecosystem by various discharges. It has been established that oil-gas industry is one of the main sources polluting the environment in the Absheron peninsula. This article brings together the results of analyses of soil, water, sediment and air samples. The results of laboratory measurements revealed the high levels of ecosystem pollution throughout the region.

Keywords: environment hydrocarbons soil ecosystem pollution

Introduction

Absheron peninsula is situated on the western coast of the Caspian Sea in the south-western extremity of the Great Caucasus mountain ridge. The eastern part of the peninsula juts out into the Caspian Sea.

The region is characterized by dry subtropical climate and strong northern winds called “khazri”. The average annual air temperature is +14,2°C, average annual rainfall-about 200 mm.

A huge amount of oil-gas reserves is most distinguishing feature of the Absheron peninsula. The history of oil production in Absheron dates to 1821 [1,2].

The region is specialized on the production, initial processing and transportation of crude oil and gas, oil machine building and fishery.

Environmental situation in the Absheron peninsula is defined by high concentration of industrial production. Today, the Absheron region is characterized by acute environmental situation and high levels of bio- and energy consumption. The region consumes approximately 7024 MWt energy - the half of entire 14220 MWt, that amounts to 49% of total energy consumption of the country [3].

Evaluating environmental situation in the Absheron peninsula as an integrated, interconnected and interacting system, we should take into account the pollution of three basic components of ecosystem –air, water and soil. The purpose of this work, therefore, was to study the impact of industrial discharges on air, water and soil systems in the Absheron peninsula.

Pollution of atmosphere air

The discharges of oil-gas production and transportation, refineries and power engineering and also transport emissions are main sources of atmosphere pollutants in the Absheron peninsula. Two industrial centers – Baku and Sumgait are considerably contributing to atmosphere air quality in this region.

Data derived from the analysis of atmosphere emissions in the Absheron peninsula is given in the table below. As it can be seen from the table, a wide complex of toxic gases are discharged to atmosphere on the whole territory [3,4].

Table 1.

Main atmosphere emissions in Baku and Sumgait cities (%)

Emissions	Baku	Sumgait
SOx	29	34,6
NOx	4,4	1,6
CO	24,5	19,7
Hydrocarbons	35,4	15,4
Industrial dust	32	13,2
Others	0,8	6
TOTAL	100	100

These toxic gases participate in physico-chemical and biological processes that finally promote self-purification of the environment. Wind is one of the main factors determining self-purification of atmosphere in the Absheron peninsula. However, quite large volume of air is required to bring the content of toxic emissions to the maximum permissible concentration (MPC).

In order to evaluate a pollution level in the territory of oil fields (Contract area) field studies were conducted on air quality monitoring. Observations were carried out on 5 sites located in the vicinity of oil-gas fields. The samples were analysed by spectrophotometric, gas chromatographic, gas-liquid chromatographic and gravimetric methods.

The results of studies are presented in Table 2.

Table 2.
Pollution of atmosphere air in the territory of oil fields

Pollutants	MPC mg/m ³	Concentration of pollutants, mg/m ³				
		Site 1	Site 2	Site 3	Site 4	Site 5
NO ₂	0,085	0,187	0,15	0,20	0,191	0,17
NO	0,4	0,24	0,195	0,24	0,21	0,2
SO ₂	0,5	0,0625	0,0529	0,0630	0,0583	0,06
CO	5	8,5	7,95	7,35	7,12	8,0
H ₂ C	0,008	0,0104	0,009	0,0078	0,0068	0,0088
Cl	0,1	0,09	0,072	0,08	0,068	0,06
Dust	0,16	0,208	0,197	0,21	0,27	0,28
Soot	0,15	0,18	0,192	0,16	0,159	0,65
NH ₃	0,2	0,24	0,172	0,169	0,19	0,18

The results of analyses have shown that the contents of NO₂ and soot exceed the MAC by 1.5-1.7 times. The contents of CO and dust exceed the MPC by 60-70% and 30-60%, respectively. The contents of SO₂, Cl, H₂S and NO did not exceed the MPC accepted in Azerbaijan during our observations.

Pollution of soil

As it was mentioned above, the history of more than 150 years of oil production has been reflected in the Absheron landscapes. 60% of the onshore oil production falls to the share of this region. As a result of longterm pollution by oil and oil products we observe the breach of ecosystem as degraded pastures and bare areas with perished shrubs and ephemeral vegetation. About 25 thousand ha of this territory are occupied by destroyed oil-polluted and bituminous lands [5].

In order to evaluate the pollution degree we conducted studies on the contamination of soils by heavy metals and various organic chemicals.

Observations were performed on both visible surface polluted areas and top geodesic maps of the former drilling wells. Samples were collected from 13 distinct sites from different depth depending on both the thickness and pollution degree, sometimes from three points. Basic attention was paid to the vicinity of oil fields, main and industrial pipelines. Holes with 131 mm diameter were dug mechanically using portable instrument. The average depth of sampling was 1 to 1.5 m. The samples were kept in special tubes.

Analyses were carried out by gas chromatography (GC), gas chromatography –mass spectroscopy (GC-MS), gravimetric and roentgen-spectral methods.

All pollutants were qualitatively analysed by atomic-absorption and spectrophotometric

methods. Standard samples were used for results controlling.

The data presented in Table 3 shows increased levels of hydrocarbon pollution at different sites. Sometimes the pollution degree reaches 16.9 - 36.5%. Similar pollution levels were detected in the samples taken from three horizons of section 1 at depth of 0.20 to 2.5 m. More increased levels are observed around oil lakes, where the pollution degree varies from 15 to 27% (sections 12, 13) The degree of hydrocarbon pollution at conditionally non-polluted sites (sections 4,6, 8, 10, 11) varies from 0,01 to 0,5%. Increased levels of 2-6 rings polyaromatic hydrocarbons, total petroleum hydrocarbons and asphaltenes were observed almost at all study sites. Pyrene, benzopyrene, 5-6 rings polyaromatic hydrocarbons (PAHs) and other carcinogenic substances were detected in all samples. The content of benz(a)pyrene at oil lake site (Section 1) reaches 55523.3 ng/g, whereas at conditionally non-polluted sites (Sections 4 and 10) 189.4-9.1 ng/g, respectively. However, in Section 4 the contents of total hydrocarbons and other contaminants including benz(a)pyrene were detected at considerably high level compared to Section 10. Studies have shown that wells have been operated in this area for long time and there are 6 suppressed wells near this section (at 10-15m distance). Despite the wells were suppressed many years ago, the territory was subject to technogenous impact of oil spills, drilling cuttings and other pollutants. Accumulation of these contaminants in soil has resulted in the pollution of this site by a wide complex of toxic organic substances including PAHs. It is known that microbial degradation of PAHs is difficult and long-term process. Several PAHs are mutagenic and carcinogenic and exposure to this group of compounds has been identified as risk factor for both human and wildlife. The results confirm the presence of individual carcinogenic PAHs, such as naphthalene, benz(a)pyrene, phenanthrene and chryzene in all samples. The content of carcinogenic substances varies within wide limits, from 0,0 to 33820 ng/g. The highest level of pollution is detected in the samples taken along oily lakes (Sections 1,2,3, 5 and 12) and the lowest level is detected in Sections 4, 10 and 11 (assumed unpolluted sites).

Table 3.

Content of hydrocarbons in soil samples

Sections	Hydrocarbons (mkg/kg)							
	TPH	UCM*	UCM,%	2-6 rings PAHs	USEPA 16 PAHs	NPHD*	NPHD,%	Asphaltenes
1 top 20 cm middle – 1m 2-2,5 m	119858	108956	90,9	191,8	16,3	54,2	28,0	75,3
	113946	103649	91,0	1397	60,9	934,2	67,0	61,2
	119562	106982	89,5	1810	83,2	1228	68,0	77,5
2	101728	91014	89,5	280,8	15,8	118,5	42,0	71,0
3	83607	74310	88,9	254,0	10,6	220,1	87,0	55,2
4	1071	985,2	92,0	0,73	0,1	0,2	27,0	4,72
5 0-20 cm 1,5 m	85975	61012	71,0	379,1	16,4	335,8	89,0	69,9
		74,1	60,2	1,00	0,1	0,7	74,0	0,06
6	123,1	70,0	71,2	0,8	0,2	0,6	74,0	0,16
7	98,3	41790	88,4	28,0	2,8	14,9	53,0	4,5
8	47265	647,9	90,9	0,5	0,03	0,1	21,0	0,83
9	712,4	16312	88,6	11,9	0,7	2,1	17,0	3,41
10	18416	78921	79,2	820,1	30,9	690,6	84,0	12,9
11	99641	32,2	84,6	0,1	0,0	0,04	46,0	0,08
12	36,9	0,8	26,5	0,1	0,0	0,05	95,0	0,02
13	70438	58662	83,3	1368	34,5	1233	90,0	7,98

*NPHD- total naphthalene, phenanthrene and dibenzo-thiophene

*UCM- undecomposable complex mixture basically constituting of cycloalkanes

Most oils have certain content of metals. Tars and asphaltene constitute of group of trace elements including metals. Concentrated in asphaltene and tars heavy metals can cause negative impact on the environment. The results of studies for evaluating the heavy metals' content are presented in Table 4.

Table 4.

Content of heavy metals in oil contaminated soils

Section s	Metals (mg/kg)										
	Cd	Zn	Pb	Cr	Mn	Fe	Ni	Ba	Sr	V	As
1 0-50 cm 1 m	2,4	60	0,0042	36	670	14300	15	150	160	45	0,17
	4,7	130	11	19	490	21400	34	460	180	-	0,10
2	3,0	120	13	30	260	12500	22	380	920	-	0,12
3	4,1	160	11	62	450	7800	18	210	940	-	0,10
4	4,1	110	9	24	180	36300	33	340	240	26	0,10
5	2,4	43	19	23	290	22400	5	180	1700	-	0,10
6	2,3	90	15	32	450	13000	24	440	31	29	0,10
7	2,5	110	17	27	340	15600	52	380	370	-	0,12
8	4,1	140	21	37	120	11400	32	110	1200	-	0,10
9	1,8	85	34	32	110	02700	22	310	1500	-	0,14
10	4,8	87	23	27	530	25000	30	500	240	-	0,12
11	2,5	120	15	41	240	22800	24	340	230	38	0,10
12	1,6	110	21	35	140	12500	33	520	2500	27	0,28
13	1,9	50	36	15	490	13700	24	180	3300	-	0,10
MPC	1,0	23,0	30	6,0	1500		4,0	200-350		150	2,0

Note: European (German and Holland) standards of MPC are accepted for Ba.

According to the classification of the potential impact of chemical substances in contaminated soils, the analysed heavy metals are classified as 1st class, 2nd class and 3rd class toxicants. Pb, Cd, As and Zn are referred as the 1st class, Cr and Ni as the 2nd class, and V, Ba, Mn and Sr as the 3rd class toxic elements [6-8].

In accordance with the average content of chemicals in soils the content of Zn in most cases exceeded the average content (0.005%) to 3 times (sections 2,3,5,9 and etc.). The content of Mn in all samples was below its average concentration in soils (0.085%). The content of Fe corresponded with the average content of the element in soils (3.8%).

The results of analyses indicate that contents of a number of heavy metals –Cd, Zn, Cr, Ni and Ba in contaminated soils exceed the MPC from 2-5 to 7-8 times, however, do not differ from their background concentrations (Sections 4, 6 and 11). On the other hand, it is evident from Table 4, the contents of these metals in the study site (Contract area) are not depending on their contamination by hydrocarbons and can be accepted as background.

According to the levels of soil contamination by heavy metals (Table 5) [9], the contents of heavy metals in the soils of the Contract area can be considered as permissible. The contents of Cd, Pb, Zn, Ni, Ba and Cr were detected at the 2nd - low level of contamination during the studies. The results have also shown that the contents of heavy metals in the soils of the Contract area correspond with their background contents in different types of soils.

Table 5.

The levels of soil contamination by heavy metals

Element	Concentration (mg/kg) corresponding to pollution level				
	1 st level permissible	2 nd level low	3 rd level average	4 th level high	5 th level highest
Cd	<MPC	From MPC to 3	From 3 to 5	From 5 to 20	> 20
Pb	<MPC	From MPC to 125	125-250	250-600	> 600
Zn	<MPC	From MPC to 500	500-1500	1500-3000	> 3000
Ni	<MPC	From MPC to 150	150-300	300-500	> 500
Ba	<MPC	From MPC to 200	200-400	400-2000	> 2000
Cr	<MPC	From MPC to 250	250-500	500-800	> 800

Pollution of water systems

Studies indicate that there are high concentration of soil contaminants. The degree of contamination varies from 20 to 30% and more. Contaminants accumulated in soils migrate into lakes, reservoirs, surface and ground waters throughout the site. There are over 200 reservoirs of natural and artificial origins, of which considerable part is polluted by oil products. More than 2000 ha in the Absheron peninsula are occupied by reservoirs contaminated with persistent or non-persistent oily wastes. Analysing the Absheron ecosystem we should pay attention to the impact of environmental pollution on the Caspian basin to create a sound scientific basis for the evaluation of real environmental situation on the whole region [10-11].

One of the subject of our research, therefore, was to determine the pollution of surface water, seawater and bottom sediments by organic wastes.

The seawater and marine sediments used were sampled in the Caspian Sea, in offshore shelf of the Contract area. Surface water samples were taken from the sites adjacent to this area. The data considered here are limited to 15 sampling points comprised of 10 onshore and 5 offshore stations located in the study area. Stations 11, 12 and 13 were at distances of 15, 13 and 12 km from seacoast, respectively. Stations 14 and 15 were located within relatively shallow water sections.

Sampling was performed at 4-5 m/s wind speed according to general guiding principles [12]. Seawater and sediment samples were collected from two depth of each station in a vessel using bathometer and grabs. Surface waters were sampled in 10 stations. The samples were maintained in refrigerator at $-4 \pm 2^\circ\text{C}$. Water and sediment samples were analysed by gas chromatography (GC), gas chromatography –mass spectroscopy (GC-MS) and spectrophotometry.

The laboratory measurements revealed the presence of a large number of different organic chemicals in water and sediment samples. In surface water, for example, TPH, 2-6 rings PAHs, NPHD and UCM each had highest concentrations (Table 6). In addition, measurable levels of USEPA 16 PAHs and SAA were also found in several samples (Stations 2,3,5,8, 9 and 10) of surface water.

Table 6.

Content of hydrocarbons in surface water samples

	Hydrocarbons, mkg/l	SAA, mg
--	---------------------	---------

Sampl g station	TPH	2-6 rings PAHs	USEPA 16 PAHs	NPHD	Pheno	UCM	
1	128,1	1,45	0,10	1,30	0,09	95,4	0,47
2	53580	1096	36,56	1019	0,83	40420	9,64
3	6023	98,9	3,12	89,17	0,40	4990	7,68
4	1796	4,8	0,86	0,74	0,06	1659	0,34
5	4756	176	3,18	166,4	1,40	4078	1,47
6	20,9	0,41	0,07	0,28	0,63	1,7	0,41
7	68,2	0,42	0,05	0,35	0,79	24,3	0,20
8	5749	184,9	4,91	166,4	0,94	5030	1,21
9	1890	62,1	3,53	53,7	< 0,05	1511	8,39
10	333,1	21,7	1,50	21,0	0,59	37,5	8,70
MPC	0,05				0,001		0,2-0,5

All USEPA 16 PAHs were present in wastewater samples. Contents of naphthalene, fluorene, phenanthrene, pyrene, fluoranthene, chryzene and benzopyrene varied from 1.3 to 20690.6 ng/l.

Comparative analysis of the hydrocarbon content in seawater and marine sediments (Table 7) shows that the content of TPH in all samples exceed the MPC from 3 to 20 times. The content of TPH in marine sediments at Stations 11 and 12 is considerably higher than the content of those in seawater samples. These stations are exposure to the wastewater flowing from a discharge channel. Stations 11 and 15 are located at different distances from seacoast. According to Table 7, the content of hydrocarbons in seawater samples considerably decreases depending on the remoteness of stations from seacoast, whereas, significantly increased levels were detected in sediments even at 5 km from the coast. This indicate that exposure to discharge channel has greatly contributed to the pollution of a large area by oil products within the study site. The level of pollution extended up to 5 km offshore. Relatively lower pollution level was detected at Station 13. The results have shown that the degree of pollution at this station exceeds the MPC only about 3 times.

Table 7.

Content of hydrocarbons in seawater and marine sediments

Sampling Stations		Hydrocarbons, mkg/l				
		TPH	2-6 rings PAHs	USEPA 16 PAHs	NPHD	UCM
11	Water	155,5	0,22	0,03	0,19	136,1
	Sediment (depth-5m)	1140	4,3	1,2	1,0	1060
12	Water	148,0	0,27	0,03	0,24	127,5
	Sediment (depth-4,5m)	1197	7,2	0,9	2,9	1096
13	Water	154,1	0,21	0,03	0,16	143,5
	Sediment (depth-6m)	128,8	0,6	0,1	0,5	113,6
14	Water	2041	7,14	0,32	5,11	1836
	Sediment (depth-2,3m)		5,1	0,2	4,3	227,1
15	Water	1340	4,90	0,20	3,85	1225
	Sediment (depth-1,5m)	1230	19,7	0,40	17,4	1128

*MPC(oil and oil prod) - 0,05 mg/l

* MPC for fishery standards.

The studies have shown that USEPA 16 PAHs in all sediment samples are detected at significantly increased levels, compared to the samples taken from upper horizons of the same stations (except Station 4). The content of USEPA 16 PAHs in marine sediments at Stations 11 and 12 is 19 and 27 times higher than the content of those in water samples. This is the evidence of long-term accumulation of high carcinogenic compounds in marine sediments due to the migration of wastewater into deep sections. It is clear that degradation of these compounds under this condition proceeds very slowly [13].

In order to provide information about the level of pollution of water systems in the Contract area by organic chemicals and their potential impact on the quality of the Caspian water, the MPC of several toxic compounds in wastewater are shown in Table 8 [14].

MPC of pollutants in wastewater falling into reservoirs

Pollutants	MPC for reservoirs, mg/l	
	Sanitary water quality standards	Fishery water quality standards
Oil and oil products	0.1 – 0.3	0.05
Surface active agents	0.4 – 0.5	0.2 – 0.5
Phenol	0.001	0.001
Naphthalene	0.05	0.004
Benz(a)pyrene	0.000005	0.000005

Results indicate that the concentration of oil products in all samples, except Stations 6 (solid waste disposal site) and 7 (Absheron main channel), exceeds the MPC by tens orders of magnitude. Significantly increased levels were detected in oil polluted wastewaters (Stations 2 and 3). The highest level of pollution occurred at a flow within the Contract area. The data derived from surface water analyses (Table 6) show that the discharges of the former iodine factory (Station 5) are heavily polluted by TPHs (4.7 mg/l). In a word, the content of TPHs in all samples at coastal locations of the study area (1.55-2.0 mg/l) exceeds the MPC by several times. This is the evidence of the fact that these sites are polluted due to the migration of wastewater into the sea aquatory.

In over 66% of surface water samples including relatively shallow water locations of the coastal area, the content of PAHs (naphthalene and benz(a)pyrene, especially) exceeded the MPC by several times. However, no exceeding of MPC on PAHs was observed at the locations of Absheron main channel and solid waste disposal sites (Stations 6 and 7) and also at Stations 1,2, and 3.

Significantly increased levels of the most carcinogenic compound - benz(a)pyrene -348.2 ng/l were detected at three discharge locations (Stations 2, 8 and 9) and also in oil polluted lake -58.0 to 68.4 ng/l (Station1). In most polluted points, the content of benz(a)pyrene exceeded the MPC by several orders of magnitude. Similar tendency was also observed for other 15 PAHs such as phenanthrene, anthracene, fluoranthene and etc.

The contents of PAHs were detected at relatively high levels in the samples taken from shallow water locations (Stations 14 and 15), compared to other coastal areas.

Analyses have shown that the content of phenols exceeded the MPC in all samples at both onshore and offshore locations of the study site. Even in samples from Absheron main channel (Station 7), where the contents of TPH and PAH don't exceed the MPC, the content of phenols exceed the MPC by 8 times.

The SAA found in chemical industry's discharge are very dangerous because of their persistence and undecomposability under microorganisms' exposure conditions.

The results of analyses indicate that a group of surface water samples contain increased amount of anionic SAA (Table 6) exceeding the MPC to some extent depending on sampling location. So, in samples from two distinct locations (Stations 2 and 3) of wastewater discharge channel, one of which situated on the entrance of the Contract area (Station 3), concentrations of SAA exceeded the MPC by 19 and 15 times, respectively. This is the evidence of the fact that flowing through the Contract area water is polluted by an additional amount of SAA. The content of SAA not exceeded the MPC only at Station 7 and relatively clean surface waters. However, the content of SAA exceeded the MPC from 16 to 32% even at 2-5 km offshore locations. This indicates that considerable amount of SAA is carried to the Caspian Sea and the self-purification capability of water from these toxicants is very low [13].

Based on the results of studies on the pollution of the Absheron peninsula, it has generally been concluded that:

- the data derived from the studies on air pollution indicate that atmosphere air in this territory is polluted by industrial and transport emissions. If to take into account the fact that atmosphere emissions in the Absheron peninsula comprises of 70,5% of total emission on the republic (Baku-66,1%, Sumgait-4,5%), it is clear that environmental situation in this region is very serious.

- intensive oil-gas operations have resulted in pollution of soils in the Absheron peninsula by various toxic organic compounds. Significantly increased contamination with total hydrocarbons and PAHs were observed around oily lakes and at organic based waste disposal sites extending to the territories, where oil-gas operations were suspended many years ago. Sometimes, the depth of oil pollution reaches 2-3 m.

- the degree of soil pollution at several sites exceeds the MPC by 63-365 times. The soils contaminated with PAHs constitute of increased quantity of individual carcinogenic compounds, such as naphthalene, benz(a)pyrene, phenanthrene and chryzene.

- the data derived from heavy metals' analyses have shown that the concentration of a number of heavy metals –Cd, Zn, Cr, Ni and Ba in contaminated soils exceed the MPC from 2-5 to 7-8 times, however, do not differ from their contents in background soils. It can be stated that the contents of heavy metals in the soils of the Contract area correspond with their background levels in different types of soils in the world.

- the quality of surface waters in the Contract area does not meet the established water quality standards. A huge amount of pollutants are carried to the sea by surface waters.

- most of surface water, seawater and sediment samples constitute of considerable amount of carcinogenic USEPA PAHs including benzo(a) pyrene, chryzene, phenanthrene and etc. The content of PAHs in 66% of water samples exceeded the MPC by several times.

- the contents of TPH in seawater and sediment samples exceed the MPC from 3 to 20 times. Sometimes, in samples taken from the same stations (11 and 12) marine sediments contained more TPH than seawater. These sampling stations are exposure to the wastewater flowing from a discharge channel. Significantly increased levels of pollution were detected in sediments even at 5 km offshore location. The measurements confirm that exposure to discharge channel has greatly contributed to the pollution of a large area by oil products within the study site.

- major part of surface water samples contain increased amount of anionic SAA. The content of SAA in several samples exceeded the MPC from 15 to 19 times. Besides, the pollution of waters by SAA was observed even at 2-5 km offshore locations exceeding the MPC from 16 to 32%. These data indicate that considerable amount of SAA is carried to the Caspian Sea and the self-purification capability of water from these toxicants is very low.

References

1. An introduction to the Caspian Sea and the Caspian Environment Programme (CEP), Baku, 2005.
2. Environmental situation in Azerbaijan Republic. The report of MENR of AR, Baku, 2001.
3. Халилова Х.Х. - Апшеронский промышленный регион – фактор экологической напряженности территории Азербайджана. //В жур. «Энергия», М.: РАН, 2006, С.53.
4. Khalilova H. Kh., Majidov M. M. Environmental problems of Azerbaijan Republic. Proceedings of the Seventh Baku International Congress “Energy, Ecology, Economy”, Baku, June 2003. P 140.
5. Khalilova H. Kh. A study of the pollution of soils in Absheron peninsula by heavy metals and organic chemicals. //Chemical problems, 2006. № 4. P 627.
6. Пиковский Ю. И. //В кн.: Восстановление нефтезагрязненных почвенных экосистем. М.: Наука, 1988. С. 7.
7. Методические указания по оценке степени опасности загрязнения почвы химическими веществами. М.: Минздрав СССР, 1987.
8. ГОСТ 17. 4.1.02-83. «Охрана природы. Почвы. Классификация физических веществ для контроля загрязнения. Госстандарт, М, 1983.
9. Махонько Э.Р. и др. Фоновые уровни содержания тяжелых металлов в почве. //В сб. Миграция загрязняющих веществ в почвах и сопредельных средах. Ленинград.: Гидрометеиздат, 1985. С.136.

10. Талыбов А. Т. Картографический анализ ландшафтно-экологического условия Абшеронского полуострова. Баку.: Чашиоглу, 2004. 191 с.
11. Aliyev F.G., Karayev R. A., Khalilova N. Kh. Environmental monitoring of Caspian fields. New paradigm. New solutions. // J. Energy, Ecology, Economy. № 6-7, 2000. P167.
12. Касимов А.Г. Методы мониторинга в Каспийском море. Баку, 2000. 130 с.
13. Жузе Т. Б. Миграция углеводородов в осадочных породах. М.: Недра, 1986. 188 с.
14. AR Nazirlər Kabinetinin atmosfer havası, torpaq və yerüstü su obyektlərində zərərli maddələrin konsentrasiyasının yol verilən son həddləri üzrə normativ hüquqi sənədlərin təsdiq edilməsi haqqında qərarına əlavələr. Bakı, 2000.

РЕЗЮМЕ

Влияние промышленных выбросов на загрязнение экосистемы Абшеронского полуострова Х.Х. Халилова

Изучено загрязнение Абшеронского промышленного региона токсичными выбросами. Обсуждены результаты анализов основных компонентов экосистемы- почвы, воздуха, поверхностных вод, морской воды и донных отложений. Результаты лабораторных измерений указывают на высокую загрязненность исследуемой территории.

ОЧИСТКА ЗАМАЗУЧЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

А.Ф. АЛИЕВ

*Азербайджанский Научно-Исследовательский и
Проектно-Изыскательский Институт Энергетики*

Одной из сложных экологических проблем на ТЭС является сбор и обработка замасленных и замазученных стоков на территории станции с последующим повторным использованием их в технологическом цикле.

Нефтепродукты представляют значительную опасность для природной среды, являясь потенциальным источником загрязнения почв, грунтовых и поверхностных вод.

В настоящее время на предприятиях, связанных с применением или переработкой нефтепродуктов, уже скопилось и образуется еще огромное количество ценнейшего углеводородного сырья в виде всевозможных жидких отходов нефтепродуктов, удаленных из нефтеловушек, нефтешламы в накопителях, отработанные масла, отходы производства, подтоварные воды с высоким содержанием нефтепродуктов. Такие отходы, находящиеся в виде устойчивых эмульсий с содержанием воды до 60% невозможно использовать в качестве топлива и запрещено вывозить на полигоны промышленных отходов. Предприятия вынуждены платить значительные экологические штрафы за их хранение.

По результатам расчетов в России экологический ущерб от сбросов в водоемы промышленных стоков и находящихся в них нефтепродуктов, взвешенных веществ, а также сульфатов, хлоридов, солей жесткости (Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Na^+) составляет соответственно 26 4996, 12 386 и 2688 тыс. руб / год. Общий годовой ущерб от сбросов этих веществ в водоемы равен 280 070 тыс.руб. [1].

Сравнительный анализ о наносимом ущербе водоемам от сброса в них промышленных стоков ТЭС, показал, что наибольший ущерб наносится нефтепродуктами стоками. Далее по значимости ущерба идут стоки, загрязненные взвешенными веществами и, содержащие сульфаты, хлориды, соли жесткости.

Полученные результаты позволяют определить приоритеты при осуществлении мероприятий по улучшению экологической

обстановки и сокращению сбросов в водоемы промышленных стоков ТЭС.

Предлагаемая технология предусматривает полную схему обработки

нефтепродуктивных вод с очисткой выделенной воды до норм сброса в рыбохозяйственный водоем и рассматривается применительно к существующим условиям работы Али-Байрамлинской ТЭС, действующая схема очистки замазученных и замасленных сточных вод которой приводится на рис.1.

Общий расход замазученных сточных вод принят в количестве $300 \text{ м}^3/\text{сут}$. Емкость существующего металлического бака (считается нефтеловушкой 2-й ступени) составляет $\sim 100 \text{ м}^3$. Затрачиваемое время на опорожнение воды из бака колеблется между 0.5 – 2.0 ч. Отсюда можно определить, что в среднем сбрасывается воды $\sim 70 \text{ м}^3/\text{ч}$, после 1.5 часа прекращается сброс, и бак наполняется заново. Тут можно выделить две проблемы:

1. Регулирующая емкость и время пребывания неочищенных вод в баке не совмещены, следовательно, и судить о степени очистки невозможно;

2. При залповых сбросах, когда уровень сточных вод в баке резко падает, отбор выделенных нефтепродуктов практически становится проблематичным.

Исходя из вышеизложенного, предлагается включить в схему очистки замазученных вод регулирующие установки (специальные баки) общей емкостью, равной количеству из 2-х суточного расхода т. е. $\sim 600 \text{ м}^3$.

Подача сточных вод на очистные сооружения, после их грубой очистки предполагается осуществлять в течении 16-ти часов, равномерно. При этом уровень воды в регулирующих баках остается неизменным и средний расход сточных вод будет $300/16=18.75 \text{ м}^3/\text{ч}$.

При общем коэффициенте неравномерности (учитывающем сезонное и суточное изменения условий эксплуатации, или залповых сбросов из цехов и т. д.) – 2, расчетный расход определяется $\sim 40 \text{ м}^3/\text{ч}$.

В предлагаемую схему необходимо включить следующие установки и процессы, учитывающие нормы водопотребления и водоотведения, сброса сточных вод, санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод [2-6], (в технологической последовательности):

1. Первичные нефтеловушки грубой очистки с постоянным уровнем воды;
2. Расходно-регулирующие емкости;
3. Нефтеловушки первой ступени с тонкослойными элементами;
4. Флотационные установки, включая компрессорные установки;
5. Нефтеловушки второй ступени с тонкослойными элементами;
6. Разбавление и доочистка в биологических прудах.

Предполагается, что общий рабочий объем первичной нефтеловушки грубой очистки должен быть определен на хранение двухсуточного расхода, $300 \cdot 2 = 600 \text{ м}^3$. Устройство будет выполняться из металла в круглой форме.

Подачу замазученной воды следует осуществлять в вертикальном направлении, на высоте от дна установки не менее 2.0 -2.5 м.

Отвод грубоочищенной воды следует осуществлять снизу емкости, предусмотрев мероприятия, обеспечивающие уменьшение попадания нефтепродуктов в трубопровод (например, перегораживающий козырек).

Расходно-регулирующие емкости выполняются аналогично первичным установкам. Разница будет только в объемах. Общая емкость установок будет равна 300 м^3 . Эти установки обеспечивают суточное регулирование расхода из расчета при равномерном (возможно по графику) поступлении воды в течении одной сутки, отбор так же равномерный, только, в течении 16 часов (двухсменная работа основных сооружений).

Тонкослойные нефтеловушки применяют для механической очистки сточных вод от нефтепродуктов, способных к гравитационному отделению (всплыванию) нефти и осаждению твердых механических примесей.

Радиальные тонкослойные нефтеловушки применяют вместо горизонтальных и прудов дополнительного отстаивания. Для их установки требуются значительно меньшие площади. Равномерность распределения и малые скорости движения воды способствуют всплыванию нефтепродуктов размером до 50 мкм.

При расчете радиальных нефтеловушек принимается: число ловушек – не менее 3-х;

продолжительность отстаивания $t = 6 \text{ ч}$;
глубина отстойника $3 \div 3.5 \text{ м}$.

Глубина зоны отстаивания h , определяется по формуле

$$h = 3.6 \text{ ktu}_0,$$

где: k – коэффициент объемного использования, равный 0.6; u_0 – скорость всплывания частиц нефти, равная $0.15 \div 0.2 \text{ мм/с}$.

Диаметр отстойника, m , рассчитывается по уравнению

$$D = (4Qt / \pi hk)^{1/2}$$

где Q – расход сточных вод, поступающих на одну нефтеловушку, $\text{м}^3/\text{ч}$.

По основным показателям эффект очистки нефтесодержащих сточных вод в тонкослойных нефтеловушках по сравнению с другими устройствами, превышает в 4-5 раза. Этот показатель дает основание уменьшить размеры (общую полезную площадь) сооружений минимум в 3 раза. В этом случае также уменьшается степень загазованности территории.

Наибольший эффект очистки от нефтепродуктов достигается в тонкослойных элементах при движении воды сверху вниз. Элементы при этом могут быть выполнены из тонкостенных пластмассовых труб.

Основным принципом работы тонкослойных отстойников является создание максимально смоченного периметра (χ) для обеспечения ламинарного движения воды, что может быть при числе Рейнольдса $Re \leq 500$. В тонкослойном элементе круглого сечения (ω , м^2) длиной l м, диаметром 0.05 м , гидравлический радиус

$R = \omega / \chi = 0.05/4 = 0.0125 \text{ м}$. При этом число Рейнольдса $Re \leq Rv/\nu$,

где кинематическая вязкость $\nu = 10 \cdot 0.6 \cdot 10^{-7} = 0.0000006 \text{ м}^2/\text{с}$.

Следовательно, при установленной скорости движения воды (v) в тонкослойных элементах 20 мм/с (0.02 м/с), число $Re = 417 < 500$.

Использование тонкослойных отстойников в качестве нефтеловушки основывается тем, что при малых скоростях потока и при подаче воды сверху вниз, нефтепродукты в ячейки тонкослойных элементов войти не могут. Нефтепродукты остаются на поверхности отстойника. Для их сбора следует предусматривать периферийные желоба.

Фактическая скорость движения воды в тонкослойном элементе может быть

определена при числе Рейнольдса $Re = 500$ по формуле

$$v = Re \chi v / \omega; \quad \chi / \omega = \pi d / (\pi d^2 / 4) = 4 / d$$

При $d = 0.05$ м, $\chi / \omega = 80$ следовательно:
 $v = 500 \cdot 80 \cdot 0.0000006 = 0.024$ м/с (24 мм/с).

Продолжительность отстаивания (T) взвешенных частиц определяется по формуле

$$T = h_{\text{яруса}} / 3600 u_0$$

$h_{\text{яруса}}$ – вертикальная высота элемента тонкослойного отстойника, м.

Гидравлическая крупность нефтепродуктов $u_0 = 0.15$ мм/с., $h_{\text{яруса}} = 1.2$ м (принимается). Тогда время пребывания воды в тонкослойных элементах отстойника составит – 2.22 часа (по нормам допускается 2 часа).

Расчет потребной площади сооружения производится исходя из допустимой нагрузки на единицу площади в час. Нагрузка для сточных вод допускается: при нормальной работе отстойников $1 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 м^2 , при форсированном режиме $1.5 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 м^2 рабочей площади отстойника. Количество отстойников принимается не менее 3 - х.

При расчетном расходе 40 м^3 и нагрузке $1.5 \text{ м}^3/(\text{ч} \text{ м}^2)$, расчетная рабочая площадь для двух отстойников будет – 27 м^2 (одного отстойника 13 м^2)

При работе трех отстойников в нормальном режиме с нагрузкой $1.0 \text{ м}^3/(\text{ч} \text{ м}^2)$, расчетная площадь для них будет ~ 40 м^2 (одного отстойника 13.5 м^2).

Сопоставляя результаты этих расчетов, расчетную площадь одного отстойника с учетом коэффициента запаса можно определить в 15 м^2 . Длина яруса тонкослойного элемента с учетом коэффициента запаса на время пребывания, может быть ~ 1400 мм, диаметр трубки – 50 мм. Флотаторные установки применяются для интенсификации удаления нефтепродуктов из очищенной воды после первичных тонкослойных отстойников, имеющих гидравлическую крупность до 0.01 мм/с и менее. При оптимальных условиях эффект очистки может достигнуть 95%.

Флотация частиц к поверхности осуществляется пузырьками тонкодиспергированного в воде воздуха. Частицы прилипают к поверхности воздушных пузырьков, образуя аэрофлокулы. Этот процесс зависит от смачиваемости и поверхности частиц, частоты столкновения и сил взаимного притяжения - отталкивания частиц и пузырьков. Очистка замазученных сточных вод методом безнапорной флотации рассмотрена в работе [7].

Флотационный процесс очистки основан на способности содержащихся в сточных водах гидрофобных частиц прилипать к границе раздела фаз (жидкость – газ). Граница раздела фаз (водяная пленка) создается при насыщении обрабатываемой жидкости пузырьками газа.

Пузырьки газа при всплытии сталкиваются с дисперсными частицами, в результате чего последние прилипают к поверхности пузырька (образование флотокомплекса).

Флотокомплексы (дисперсная частица – пузырек) поднимаются на поверхность жидкости и создают пенный слой, в котором и происходит концентрирование дисперсной фазы. Образование флотокомплекса сопровождается уменьшением свободной энергии системы.

Наиболее доступный – компрессорный метод флотации. При этом следует руководствоваться требованиями СНиП 2.04.03-85 п.п. 6.100 – 6.104 [3].

Подача воздуха осуществляется через фильтросные оголовки. Время пребывания воды во флотаторе – 30 мин. После флотации сток (включая пену) направляется на вторичный тонкослойный отстойник. Очищенная вода будет направлена в отводящий лоток системы хозяйственно – бытовой канализации и смешиваться перед биологическими прудами. Предполагается, что после совместной биологической очистки производственных стоков ($300 \text{ м}^3/\text{сут}$) и хозяйственно бытовых сточных вод ($400 \text{ м}^3/\text{сут}$), сброс их будет осуществлен в Главный Ширванский Канал. Предлагаемая схема очистки определена в соответствии с требованиями и рекомендациями соответствующих норм и правил по проектированию, находящихся в действии в Азербайджане.

Предложенная технологическая схема очистки замазученных сточных вод наиболее доступна и может быть внедрена с минимальными строительными стоимостями и эксплуатационными затратами.

Литература

1. Сакаш Г.В. Экологический ущерб от сброса сточных вод ТЭС в водоемы Красноярского края, Промышленная энергетика, № 10, 2004 с.54 - 55
2. Укрупненные нормы водопотребления и водоотведения для различных отраслей промышленности – ВНИИ ВОДГЕО, 1978
3. Канализация. Наружные сети и сооружения – СНиП 2.04.03-85, 1986

4. Справочник проектировщика. Канализация населенных мест и промышленных предприятий – 1981

5. Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения – 1988

6. Правила охраны поверхностных вод (типовое положение) – 1991

7. Андреев С.Ю. Очистка замазученных сточных вод ТЭЦ методом безнапорной флотации, Водоснабжение и санитарная техника, 2005, № 12, с. 33-36

SUMMARY

Clearing of heavy oil polluted waste water of power stations

A. F. ALIYEV

The results of a study of the conditions of oil polluted waste water treatment in Aly-Bayramli power station are presented in this article. A new circuit of waste water clearing is offered. The proposed technology meets the modern requirements to environment protection.

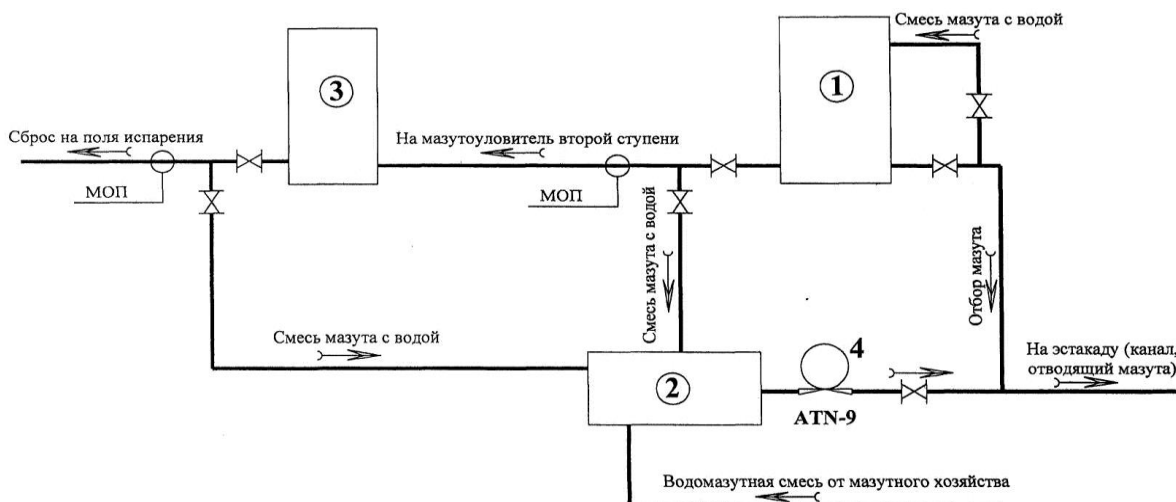


Рис. 1. Действующая схема очистки замазученных и замасленных сточных вод:

1. Металлический резервуар - мазитоотделитель первой ступени, емкостью 200 куб м;
2. Мазутосборник;
3. Металлический резервуар-мазитоотделитель второй ступени, емкостью 100 куб м.;
4. Установка по перекачке мазута. МОП - Место отбора проб на анализ содержания мазута в воде.

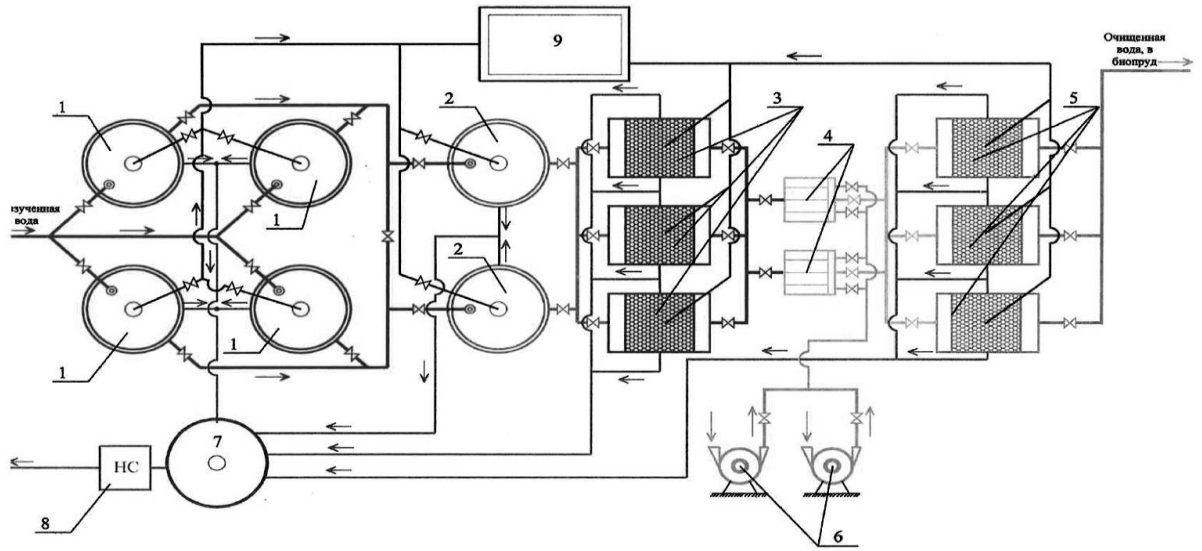


Рис. 2. Предлагаемая схема очистки замазученных и замасленных сточных вод:

1. Нефтеловушки для грубой очистки (баки постоянного уровня);
2. Расходно - регулирующие емкости (для обеспечения постоянного отбора воды);
3. Тонкослойные нефтеловушки первой ступени;
4. Флотаторы (емкости для насыщения воды воздухом через фильтросы);

5. Тонкослойные нефтеловушки второй (окончательной) ступени.
6. Компрессорные установки для подачи воздуха во флотаторы;
7. Мазутосборник;
8. Насосная станция перекачки мазута в мазутное хозяйство;
9. Площадка для сушки опорожненного осадка из сооружений.

ПРИМЕНЕНИЕ ЖИДКИХ МЕМБРАН С ЦЕЛЬЮ ОЧИСТКИ ПЛАСТОВЫХ ВОД

С. Р. Гаджиева, Е. К. Кулиева, Э. А. Абдуллаева

*Бакинский Государственный Университет.
Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия*

Создание неподдерживаемых жидких мембран для транспортировки железа (II) имеет большие перспективы в очистке пластовых вод и нефтей от этого металла. Учитывая большое прикладное значение этой проблемы в решении широких экологических, химотологических, технологических и социальных аспектов [1] нами проведен поиск по созданию высокоэффективных жидких мембран, способных транспортировать железо (II) с высокой скоростью.

Существующие технологические методы во многих случаях не приемлемы в производстве из-за экономических и технологических причин. Особенно это относится к нефтям и пластовым водам, в которых ядовитые тяжёлые металлы находятся в малом количестве.

В связи с этим нами предложен и изучен метод ионного транспорта тяжёлых металлов с использованием многокомпонентных жидких мембран, которые имеют большие перспективы для создания технологического процесса очистки нефтей и пластовых вод [2].

В данной работе приведены результаты исследований по транспорту иона железа через жидкие мембраны в виде железо-тетра-роданидного анионного комплекса.

Сущность метода заключается в том, что при добавлении к раствору соли железа (II) роданида аммония образуется комплексное

соединение $(KЭNH_4)_2[(FeSCN)_4]$, в котором железо находится в анионном комплексе, т.е. железо (II) транспортируется в виде анионного комплекса, при контакте его водного раствора с жидкой мембраной, состоящей из хлороформа, олигомерного краун-эфира (КЭ) и диэтилфталата (ДЭФ) в U-образном реакторе, описанным нами в работе [3].

Экспериментальная часть.

В работе были использованы реагенты марки «хч»: NH_4SCN , $FeCl_2$, хлороформ, олигомерный дибензо-16-краун-5, полученный при тетрамеризации 6-глицидилок-си-16-краун-5 [4] и диэтилфталата.

Дистиллированная вода, используемая в данной работе дополнительно деионизировалась.

Аналитические методы. Определение коэффициента распределений краун эфира между жидкой мембраной и водной фазами.

Концентрация железа определялась атомно-адсорбционной спектроскопией (Perkin Elmer 603 spectrophotometer).

Концентрация комплексного аниона тетрароданид-железо (II) определялась методом ультрафиолетовой спектроскопии с применением спектрофотометра Vekman Asta. Коэффициент распределения, определенный

прямым калиброванием водных растворов анионного комплекса $[\text{Fe}(\text{SCN})_4]^{2-}$, составлял $1,42 \times 10^4 \text{ см}^{-1}\text{м}^{-1}$ при 462 нм.

Коэффициент распределения комплексного аниона тетрамерного краун-эфир (I) в диэтилфталате, составил $1,80 \times 10^4 \text{ см}^{-1}\text{м}^{-1}$. Для нахождения этой величины из водного раствора экстрагируется комплексное соединение диэтилфталатным раствором краун-эфир (I) и концентрация его в диэтилфталатной фазе определяется УФ-методом по адсорбции при 487 нм.

Установлено, что при контактировании хлороформного раствора краун-эфир I с водой, КЭ I распределяется в хлороформе в 3700 раз больше, чем в воде. При этих условиях допускается, что КЭ по существу полностью переходит в хлороформную фазу с эквивалентным количеством железо (II)-тетрароданид аммония (II), который образует с краун-соединением I комплекс типа «гость-хозяин» III. Поэтому определение в обоих слоях комплексного аниона железо (II)-тетрароданид IV позволяет найти концентрацию свободного краун-эфир как в мембранной, так и в водных фазах.

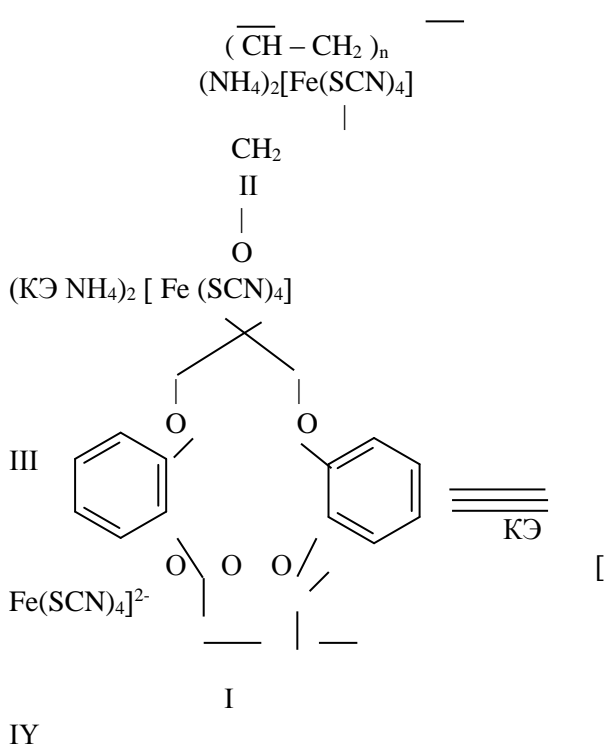
Эксперименты с использованием жидкой мембраны проводились в U-образном стеклянном реакторе, описанном нами в работе [3].

Жидкая мембранная фаза приготовлена путём перемешивания соответствующих количеств хлороформа, диэтилфталата и краун-эфир в течении 15 мин. Приготовленная жидкая мембрана помещается в U-образный реактор. В левое колено наливается заранее приготовленный водный раствор железо (II)-тетрароданид аммония, а в правое колено – дистиллированная и дионизированная вода. Мембранная фаза перемешивалась магнитной мешалкой, а левое и правое колени-механическими мешалками. Все работы выполнялись при температуре $30 \pm 1^\circ\text{C}$. Образцы были анализированы в начале и в конце работы, чтобы проверить материальный баланс по железо (II)-тетрароданид аммониевому комплексу II. Образцы водного раствора II, взятые из левого колена анализированы при регулярных интервалах времени по комплексному аниону железо (II)-тетрароданид IV. В большинстве случаев транспорт комплекса II контролировался методом УФ-спектроскопии.

Результаты и обсуждение.

Транспорт комплексного аниона IV из водного раствора $(\text{NH}_4)_2[\text{Fe}(\text{SCN})_4]$ через жидкие мембраны, содержащие краун-эфир I исследовался как функция концентраций диэтилфталата и изучаемого макроциклического соединения в жидкой мембране. Комплексный анион $[\text{Fe}(\text{SCN})_4]^{2-}$ нами подобран потому, что такие анионы имеют высокую скорость транспорта.

Влияния различных факторов на кинетику транспорта через жидкую мембрану выражено через концентрацию комплексного аниона $[\text{Fe}(\text{SCN})_4]^{2-}$. Кинетика транспорта комплексного соединения $(\text{NH}_4)_2 [\text{Fe}(\text{SCN})_4]$ представляется в диаграмме (рис.1), которая описывает влияние добавки краун-соединения I к мембранной фазе, содержащей 10% масс. диэтилфталата.



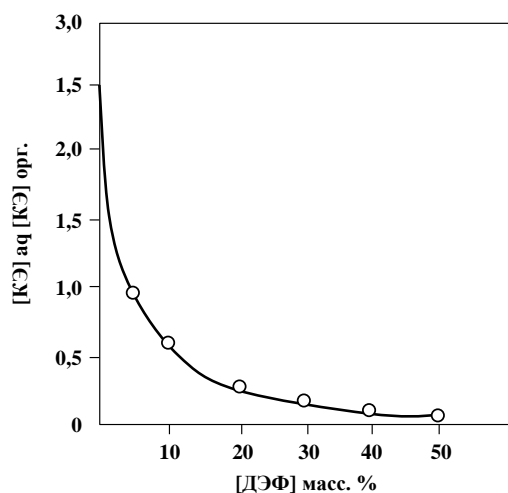


Рис.1 Влияние концентрации олигомерного краун эфира I в жидкой мембране на кинетику, описывающую мембранный транспорт $(\text{NH}_4)_2[\text{Fe}(\text{SCN})_4]$.

[ДЭФ] = 10 масс.% ; о [КЭ] = 2 масс.% ;
 □ [КЭ] = 10 масс.% ; ▽ [КЭ] = 10 асс.% [КЭ] = 0

В отсутствие краун-соединения I в сущности комплексный анион IV не транспортируется. Этот результат подтверждается опубликованными литературными данными [4,5], ясно демонстрирующими роль макроциклических носителей в ускорении межфазного переноса комплексного аниона. Другая графическая зависимость (рис.1), описывающая влияние краун-эфирной добавки к мембранной фазе показывает, что хотя максимум (6%) первоначально присутствующего аниона IV был перенесён через мембрану против течения, ион-транспорт имеет явное нестабильное состояние, характеризующее продолжительное уменьшение скорости транспорта, если даже градиент концентрации закомплексованного железа (II) –тетрароданид аммония (II), регулирующий транспорт, мог уменьшиться до 6%. Графическая зависимость, описывающая транспорт в присутствии 10% масс. тетрамерного краун-эфира I должна быть линейной с наклоном в 5 раз больше наклона соответствующей диаграммы, характеризующей транспорт в присутствии 2 масс. процента этого краун-соединения. Такое исключение основывается на допущении о том, что краун-соединение I более мобильное и быстро комплексуется с железом (II)-тетрароданид аммонием (II) на контактирующих поверхностях между

мембранной и водной фазами. В дальнейшем допускалось, что распределение образцов краун-соединения I между мембранной фазой и водой является мгновенным и изменчивым по времени и по концентрации краун-эфира. В связи с этим проводилось измерение влияния компонентов, содержащихся в хлороформной фазе на определение коэффициента распределения краун-соединения I между соответствующими фазами. Полученные результаты представлены в виде графика на рис.2. График показывает зависимость между коэффициентом распределения, описывающим равновесие двух фаз и количеством диэтилфталата в органической фазе. Как видно из рис.2 коэффициент распределения носителя (краун-эфира I) при добавлении диэтилфталата возрастает в направлении мембранной фазы (хлороформный слой). Поскольку коэффициент распределения не является чрезвычайно большим в благосклонности хлороформа относительно водных фаз, даже при относительно высоких содержаниях диэтилфталата в хлороформе, огромное объемное соотношение водная фаза/мембранная фаза (>6900) может быть серьезным основанием истощения мембранной фазы по краун-эфиру I. Например, данный на рис.4 график указывает на то, что транспорт железотетрароданид аммония II через мембрану приблизительно в 3 раза быстрее по сравнению с самым низким уровнем приведенным на рис.1, если окружающие две водные фазы сверхнасыщаются соответствующим количеством носителя, чтобы предотвратить дополнительное осаждение крауна I из мембранной фазы при добавлении водной фазы к коленам реактора.

Хотя воспроизводимость между периодами времени является показывающей повторные экспериментальные работы, включающие 10 асс. процентов добавок краун-эфира I (рис.1), очевидная кривизна во всех периодах времени на обоих рисунках 1 и 3 указывает на то, что некоторые из идеализированных предположений необоснованы.

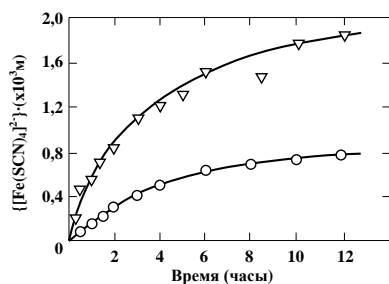


Рис.2 Влияние концентрации ДЭФ в хлороформной фазе, включающей жидкую мембрану по коэффициенту распределения олигомерного краун-эфира I между водой и органической смесью.

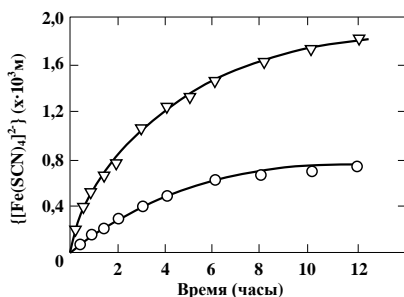


Рис.3 Влияние сверхнасыщенности водной фазы с олигомерным краун соединением I на кинетику, описывающую транспорт $(NH_4)_2[Fe(SCN)_4]$ через жидкую мембрану.

[ДЭФ] = 10 масс.%; о [КЭ] = 2 масс.%; □ [КЭ] = 0,64 масс.%; (сверхнасыщенные водные фазы с краун-эфирами).

Данные представленные на рис.4, описывающие влияние добавок диэтилфталата наводит на мысль неожиданной траектории неидеальных свойств. Более важно, экспериментальная работа, включающая 2 масс. процента краун-соединения I в отсутствие диэтилфталата указывала, что ДЭФ является критически важны для контроля

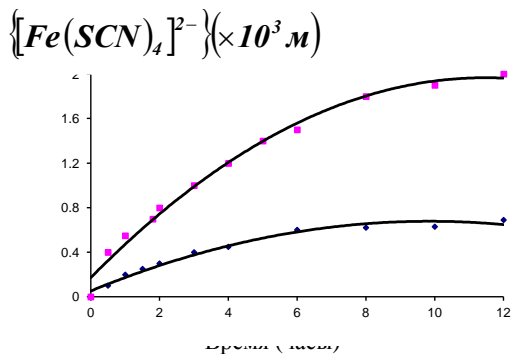


Рис.4 Влияние концентрации ДЭФ в жидкой мембране на кинетику, описывающую транспорт $(NH_4)_2[Fe(SCN)_4]$. транспортное явление, поскольку очень мало транспорта осуществлялось при этих органических условиях. Более того, с увеличением концентрации ДЭФ наблюдается монотонное увеличение скорости транспорта, хотя ограниченный транспорт является не стабильным состоянием целого направления эксперимента.

Выводы

1. Жидкомембранные эксперименты выполнялись с систематически меняющимися составами жидких мембран, включая краун соединение в качестве носителя и различные соотношения диэтилфталата и хлороформа. Распределение образцов краун эфира в мембранной фазе значительно увеличилось с добавкой диэтилфталата (ДЭФ) к хлороформу.

2. Уменьшение количества ДЭФ в жидкой мембранной фазе приводит к уменьшению распределения носителя и комплексов носителя по отношению мембранной фазы к контактируемым водным фазам.

3. Уменьшение концентрации носителя в мембранной фазе приводит к поступательному уменьшению градиента концентрации комплекса носителя.

4. Скорость транспорта железа (II)-тетраороданида аммония уменьшалась в течение проведения эксперимента. Полученные экспериментальные результаты сосредотачивают внимание на важную практическую проблему неограниченного распределения носителя и ключевого растворителя между мембранной фазой и контактирующимися водными фазами. Тонкое изменение в коэффициенте распределения носителя заметно подвергает опасности эффективность процесса, поскольку объемное соотношение водной и мембранной фаз является огромным.

Литература

1. Паренаго О.П., Давыдова С.Д. Экологические проблемы химии нефти. // Нефтехимия, 1999, т.39, № 1, с. 3-13.
2. Антипенко В.Р. Металлы в нефтях. Основные аспекты исследования и способы удаления.// Нефтехимия, 1999, т.39, №6, с. 403-413.
3. Гаджиева С.Р., Кулиева Е.К., Абдуллаева Э.А. Ион-транспортный способ очистки нефтей от тяжелых металлов. // ЖХП, №2, 2007, с.280-283.
4. Тонг Кань Шон. Синтез и свойства функциональнозамещенных дибензокраун эфиров. Баку, 1990, 105с.
5. Хираока М. Краун-соединения. Москва, Мир, 1986, 363 с.

S U M M A R Y

Application of liquid membrane for the purification of produced water
S. R. Gadjieva, E. K. Kulieva,
E. A. Abdullayeva

Multicomponent liquid membrane on the base of 6-methyl-dibenzo-18-Crown –6 (CW) has

been prepared for transportation of cobalt (II) in the presence of SCN^- ion and NH_4^+ , K^+ kations.

Liquid membrane experiments were performed with systematically varied liquid membrane compositions including 6-methyl-dibenzo-18-Crown-6 (I) ether as carrier and various ratios of ethylene chloride and a C_{33} carbon aliphatic oil. The partitioning of macrocyclic ether samples toward the membrane phase increased markedly with ethylene chloride addition to the aliphatic oil.

This experimental data focus attention upon the important practical problems of non-infinite partitioning of carrier between the membrane phase and the contiguous aqueous phase.

ФАКТОРЫ ВЛИЯЮЩИЕ НА ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ СТЕНОК ВЕРТИКАЛЬНО ЗМЕЕВИКОВЫХ ТРУБ

Д.П.Мамедова*, М.Б.Исмаилов*, С.Г.Мамедова**

АГНА*, ААСУ**

Создание новых аппаратов и охлаждение их поверхностей нагрева является одной из основных проблем современной техники.

Теплообменные аппараты со змеевиковыми трубами по конструктивно технологическим и эксплуатационным характеристикам значительно превосходят прямо трубные теплообменники, применяемые в различных областях промышленности. К достоинствам змеевиковых теплообменных аппаратов следует отнести их компактность, сравнительно простую компенсацию температурной деформации и более высокую интенсивность теплоотдачи по сравнению с прямо трубными теплообменниками.

В литературе имеется большое количество экспериментальных данных, характеризующих особенности температурного режима металла стенки при движении жидкости в прямых трубах [1]. Однако, эти данные не могут быть непосредственно использованы для определения температурных условий в изогнутых трубах, имеющихся во многих теплообменных аппаратах. В то же время известно,

что движение рабочей среды в криволинейных каналах связано с некоторыми особенностями, оказывающими существенное влияние на гидродинамику и теплообмен [2].

Исследование температурного режима металла змеевиковой трубы при докритических давлениях рабочей среды имеет важное научное и практическое значение, в связи с все более широкими применениями на практике компактных теплообменных аппаратов, работающих при докритических давлениях.

Сильные изменения плотности жидкости способствуют возникновению свободной конвекции и ускорения потока, влияние которой на интенсивность теплоотдачи зависит от положения теплоотдающей поверхности в пространстве. В вертикальной трубе направления вынужденной и свободной конвекций совпадают или противоположны, а в горизонтальной трубе перпендикулярны. В вертикально расположенных змеевиках имеются участки с вертикально, горизонтально и переходными расположениями в пространстве.

Таким образом, переменность теплофизических свойств жидкости по сечению и длине потока в докритической области способствует изменению соотношения сил, которые осуществляют движение жидкости. Вследствие этих факторов возникает свободная конвекция, ускорение потока и другие эффекты, влияние которых на характер течения и изменение структуры потока проявляется по-разному в зависимости от условий протекания процесса. Такой сложный характер течения меняет интенсивность теплообмена.

Для изучения температурного режима стенки вертикально змеевиковой трубы опыты проводились на экспериментальной установке, представляющий собой разомкнутый циркуляционный контур. Эта установка снабжена насосом, а также авто и понижающим трансформаторами. Основным узлом установки является экспериментальный участок, в качестве которого являлась обычная вертикальная змеевиковая труба из нержавеющей стали с диаметрами $d_w/d_n = 4,0/6,0$ мм, длиной обогреваемой части $l = 525$ мм, и средним диаметром змеевика $D_{cp} = 115$ мм (рис.1).

Описание экспериментальной установки, методика проведения опытов и измерения отдельных величин приведены в [3].

В качестве рабочего вещества использовался толуол ($P_{кр} = 4,2$ МПа, $t_{кр} = 320^\circ\text{C}$).

Отличительная особенность теплоотдачи в змеевиковых трубах при до критических давлениях вещества заключается в изменении гидродинамической структуры потока в различных участках змеевика. Интенсивности теплообмена на различных участках змеевика зависят от структуры потока, которые в свою очередь зависят от геометрических форм и размеров канала, сгиба, а также переменности теплофизических свойств жидкости при определенных значениях $q/\rho u$. При переменных свойствах жидкости влияние свободной конвекции на интенсивность теплоотдачи в отдельных участках змеевика имеет различный характер. Например, на отдельных участках (I, II, III, IV, V) вертикального змеевика направление вынужденной и свободной конвекции совпадают (участок II), или противоположны (участок IV), или же перпендикулярны друг другу (участок I и V) (рис.1). При нормальном условии, когда теплофизические свойства жидкости изменяются не сильно и отсутствует влияние свободной конвекции, на интенсивность теплоотдачи эффективно влияют центробежные силы, которые зависят от геометрических размеров трубы, диаметрагиба и режима движения жидкости. При этих условиях обмывание внутренней поверхности стенки трубы жидкостью не одинаково по периметру. При обычных условиях в криволинейной части вертикального змеевика течение жидкости имеет сложный характер. Например, на участке II обмывание стенки жидкостью не одинаково по периметру (рис.2а), так как на вогнутой стороне, т.е. на образующей «А» трубы, под действием центробежных сил поверхность труб хорошо обмывается жидкостью. В то же время на противоположной выпуклой стороне на образующей «В» имеется пограничный слой с высоким тепловым сопротивлением. Боковые образующие змеевика находятся между этими областями. В итоге получается, что под действием центробежных сил уменьшается толщина пристеночного пограничного слоя на вогнутой стороне вертикального змеевика в результате температура стенки снижается. С появлением же влияния гравитационных сил, т.е. свободной конвекции наблюдается иная картина. Так на участке II направление свободной конвекции и вынужденного движения совпадают. Если на вогнутой стороне пристеночный пограничный слой разрушается за счет влияния центробежных сил, то на противоположной выпуклой стороне за счет влияния свободной конвекции (рис.2а) и разница между температурами стенок этих образующих уменьшается. А на участке IV наблюдается иная картина (рис.2б), так на вогнутой и выпуклой стороне, т.е. на образующей «А» направление центробежных сил и свободной конвекции, а на образующей «В» направление вынужденного движения и свободной конвекции противоположны друг другу, что оказывает существенное влияние на гидродинамическую структуру потока жидкости. Характер течения на этих участках змеевика

зависит от режима движения, температурного условия, физических свойств жидкости, размера и формы канала. Поэтому изменение интенсивности теплообмена и температурного режима стенки по длине змеевика можно охарактеризовать величинами, учитывающие гидродинамику потока, изменение физических свойств теплоносителя и геометрических размеров канала. Иначе говоря, результаты экспериментальных исследований можно представить в виде зависимости $t_c = f(X)$, где

$$X = \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{d} = ud \cdot \frac{\rho C_p}{\lambda} \cdot \frac{x}{d} .$$

На рис.3 представлена зависимость изменения температуры стенки трубы от приведенной длины X , полученные в опытах с толуолом. Из графика видно, что на участке I ($X < 0,0012$) при $t_c > 200^\circ\text{C}$ температура верхней образующей выше по сравнению с нижней, что справедливо для горизонтально расположенных труб.

На участке II ($X = 0,0012 - 0,0017$) центробежные силы существенно влияют на пристеночный пограничный слой нижней образующей, кроме этого под влиянием свободной конвекции разрушается пограничный слой в основном на верхней образующей, вследствие чего теплообмен улучшается на обеих образующих. Однако, на участке IV направление свободной конвекции противоположно вынужденному движению и центробежным силам. В результате изменяется гидродинамическая структура потока, что приводит к ухудшению теплообмена. Как видно из представленных графиков на рис.3, в конечной части трубы температура стенки начинает расти.

Экспериментальные данные по температурному режиму стенки показывают, что под влиянием свободной конвекции нарушается устойчивость ламинарного режима движения при стеночного слоя, т.е. вязкостный режим движения переходит в вязкостно-гравитационный, и теплоотдача интенсифицируется при условии, когда направления свободной конвекции и вынужденного движения совпадают (участок II $X = 0,0012 - 0,0017$ рис.3а). В противном случае, поперечные циркуляции влияют на характер течения и снижается интенсивность теплообмена как на участке IV.

Когда значение температуры стенки достигает значения температуры насыщения жидкости, наблюдается начало возникновения процесса кипения, в результате чего теплообмен интенсифицируется. При $t_c > t_s$ наступает кризис кипения, сопровождаемый резким увеличением температуры стенки, т.е. ухудшением теплоотдачи. Влияние центробежных сил и других факторов на теплообмен при этом исчезает.

Как следует из выше сказанного, влияние на теплообмен в вертикально змеевиковых трубах до процесса кипения в основном оказывают геометрические размеры, форма канала, диаметр изгиба и теплофизические свойства жидкости. При возникновении процесса кипения теплообмен интенсифицируется и влияние выше перечисленных факторов не значительно, а при наступлении кризиса кипения влияние этих факторов вообще исчезает.

Обозначение: a – коэффициент температуропроводности, $a = \frac{\lambda}{\rho C_p}$; d – диаметр трубы, м; D – средний диаметр изгиба трубы, м; q – плотность теплового потока, Вт/м²; l – длина трубы, мм; t – температура, °C; P – давление, МПа; Pe – критерия Пекле, $Pe = \frac{ud}{a}$; X – приведенная длина $X = \frac{1}{Pe} \cdot \frac{x}{d}$; x – расстояние от входа трубы, м; u – скорость потока, м/сек; ρu – массовая скорость, кг/(м²·с); ρ – плотность вещества, кг/м³; λ – коэффициент теплопроводности Вт/м²·°C; C_p – теплоемкость, кДж/кг·°C. Индексы: с- стенка, s – насыщения.

Литература

1. **Калбалиев Ф.И.** Теплоотдача при сверхкритических давлениях вещества (ароматические углеводороды): Дис.... докт. техн. наук. Баку, 1985, 412 с.
2. **Келбалиев Р.Ф., Султанов Р.А., Таваккули Д.** Особенности теплообмена змеевиковых труб при сверхкритических давлениях вещества / Труды XIV школы-семинара молодых ученых и специалистов “Проблемы газодинамики и тепломассообмена в энергетических установках”, М.: Изд. МЭИ, 2003, т.1, с. 402-405.

3. Келбалиев Р.Ф. Теплоотдача при кипении жидкости в области давлений, близких к критическому // Теплоэнергетика. 2002. № 3. с.39 – 42.

SUMMARY

The factors influencing on the temperature mode of the walls of vertical coils of pipes

J.P.Mamedova, M.B.Ismailov, S.H.Mamedova

The temperature mode of the walls of vertical coils of pipes is studied up to critical pressure of liquid. It is shown that before the beginning of boiling process, the heat transfer depends basically on the influence of centrifugal and gravitational forces, geometrical sizes, the diameter of bend, change of the liquid's physical properties and temperature mode at the given meanings $q/\rho u$.

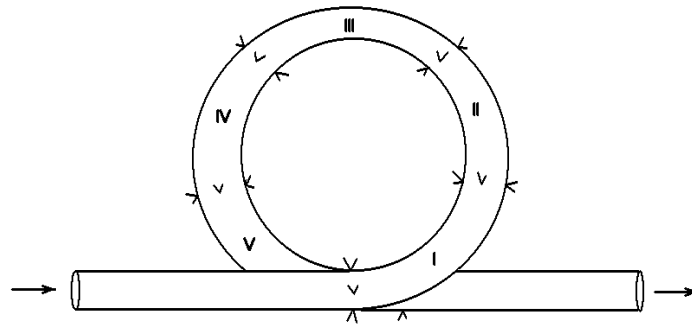


Рис.1 Экспериментальный участок

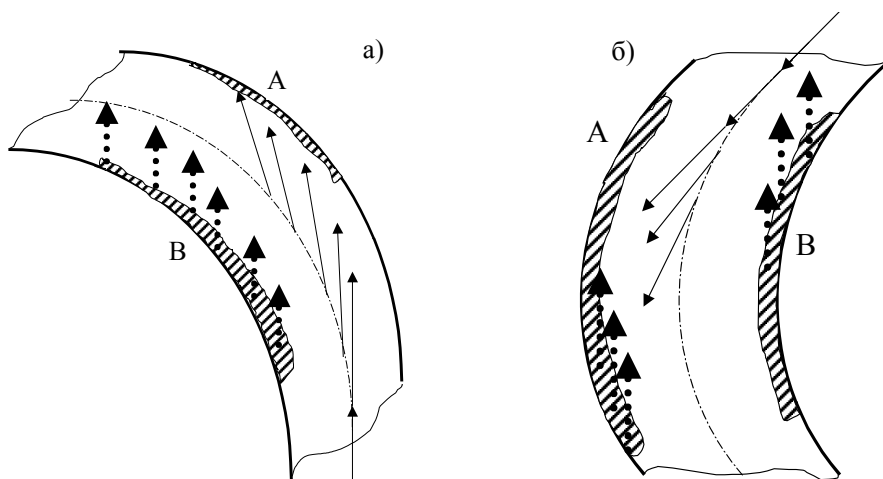


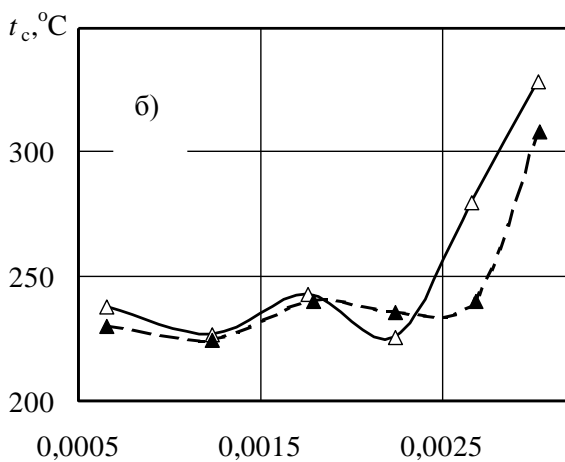
Рис.2 Качественная картина влияния центробежных сил и свободной конвекции на толщину пограничного слоя
а) участок II, б) участок IV



Рис.3 Зависимость изменения температуры стенки от приведенной длины вертикально змеевиковой трубы.

а) $P = 4,0$ МПа, $\rho u = 276$ кг/м²с, $q = 1,4 \cdot 10^{-5}$ Вт/м²;
б) $P = 2,5$ МПа, $\rho u = 460$ кг/м²с, $q = 1,45 \cdot 10^{-5}$ Вт/м².

Сплошная линия – верхняя образующая, пунктирная – нижняя.



ОБ ОДНОМ СПОСОБЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СКОРОСТЕЙ ВЕТРА – ЭНЕРГОНОСИТЕЛЯ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Л. Г. Гасанова

Азербайджанский Научно-исследовательский и
проектно-изыскательский институт энергетики

Аннотация. Представлен способ моделирования изменения скорости ветра для определения статистических и динамических характеристик ветра. Показано, что статистические (интегральные) характеристики моделируются как случайные величины, а динамические характеристики как случайные функции. При этом и статистические и динамические характеристики скоростей ветра для Абшеронского полуострова сглаживаются двухпараметрической функцией распределения Вейбулла с соответствующими параметрами.

В последнее время во всем мире уделяется повышенное внимание к возможности использования альтернативных источников энергии, в числе которых особое место занимает ветроэнергетика. Это обусловлено резким повышением цен на органическое топливо, сжигаемое на ТЭС с одной стороны, и ужесточением норм экологической безопасности, ограничивающие квоты на выброс вредных веществ в окружающую среду с другой стороны. Сегодня ветроэлектростанция (ВЭС) может конкурировать по стоимости вырабатываемой энергии с традиционными источниками энергии – ТЭС, ГЭС, а также АЭС.

Исследование и моделирование основных характеристик скоростей ветра – энергоносителя ветроэлектрических установок позволит оценить ветропотенциал региона для строительства ВЭС, возможную выработку электроэнергии, выдачу максимальной мощности ВЭС, и сформулировать основные требования к системам управления и регулирования динамических режимов ВЭУ.

В статье представлен один из способов определения статистических характеристик скоростей ветра – среднемесячных, сезонных и среднегодовых значений как случайных величин, а также динамической характеристики скорости ветра в виде случайной функции.

Как известно, статистические данные скорости ветра можно сглаживать функцией распределения Вейбулла (трехпараметрическое распределение) [1]:

$$F(V) = 1 - e^{-\left\{[(V-c)/a]^b\right\}} \quad (1)$$

где a - параметр масштаба; b - параметр формы; c - параметр сдвига (положения).

Для определения параметров функции распределения были обработаны 10–и минутные значения (т.е. усредненные за 10 минут) скорости ветра на высотах 30 и 40 м в течение всего года.

Дополнительно усреднив 10–и минутные значения в часовом диапазоне, было получено 8760 часовых значений скорости ветра для каждой высоты в отдельности.

По усредненным часовым значениям скорости ветра определяется среднее арифметическое значение V_{cp} [2]:

$$V_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{8760} V_i \quad (2)$$

для разных высот:

$$V_{cp30} = 8,00 \text{ м/с}$$

$$V_{cp40} = 8,24 \text{ м/с}$$

а также среднеквадратическое отклонение σ :

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{8760} (V_i - V_{cp})^2} \quad (3)$$

для рассматриваемых высот:

$$\sigma_{30} = 4,47$$

$$\sigma_{40} = 4,56$$

Затем определяется асимметрия по выражению:

$$\rho_B = \frac{\frac{n}{(n-1)(n-2)} \sum_{i=1}^{8760} (V_i - V_{cp})^3}{\left[\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{8760} (V_i - V_{cp})^2 \right]^{3/2}} \quad (4)$$

для высот:

$$\rho_{B30} = 0,51 \quad \rho_{B40} = 0,49$$

По полученным значениям ρ_B из справочной таблицы определяется параметр b и значения коэффициентов g_B и k_B – по которым находятся непосредственно другие коэффициенты распределения Вейбулла [3]:

$$a = \frac{\sigma}{g_B} \quad (5)$$

$$c = V_{cp} - a \cdot k_B \quad (6)$$

$$g_{B30} = 0,425 \quad k_{B30} = 0,886$$

$$g_{B40} = 0,408 \quad k_{B40} = 0,886$$

$$a_{B30} = 10,52 \quad b_{B30} = 2,2$$

$$a_{B40} = 11,17 \quad b_{B40} = 2,3$$

В качестве оценки параметра c берется одно из трех значений:

$$c = \begin{cases} c, & \text{если } c \leq V_{min} \\ V_{min}, & \text{если } c > V_{min} \\ 0, & \text{если } c \leq 0 \end{cases}$$

в результате $c_{30} = 0, c_{40} = 0$

Из-за того, что параметр сдвига (положения) $c = 0$, то функция распределения Вейбулла принимает вид $F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{a}\right)^b}$ и становится двухпараметрическим.

Таким образом, определены статистические характеристики скорости ветра, которые позволят экономически оценить применение той или иной ВЭУ в исследуемом регионе.

Что касается динамических характеристик скоростей ветра – энергоносителя предлагается следующий подход. Как известно, в систему уравнений состояния электрической машины входящей в ВЭУ, составленной для анализа переходных процессов в ней, входит уравнение изменения скорости вращения электрической машины

$$\frac{d}{dt} \omega = \frac{1}{T_j} M_{ep} - \frac{1}{T_j} M_{эл} \quad (7)$$

В свою очередь вращающий момент на валу ветродвигателя зависит от квадрата скорости ветра:

$$M_{ep} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 V^2 \mu \quad (8)$$

Поэтому, при исследовании динамических и квазиустановившихся режимов работы электрических машин ВЭУ нужно смоделировать изменения скорости ветра. Ниже представлен один из способов получения функции изменения скорости ветра для исследования динамических режимов работы машины.

Для определения динамических характеристик ветра были обработаны флюктограммы непрерывно изменяющихся значений скоростей ветра на высоте 80 м. Значения скорости ветра были получены в течение 336 дней в среднем через 5 – 6 дней, в общей сложности 60 реализаций в которых значения обрабатывались по 12 диапазонам с 0,5 секундным усреднением [4].

Полученные табличные данные обрабатывались по выше приведенной методике и были определены параметры функции распределения Вейбулла для секундных интервалов, были определены:

$$a_{дин80} = 13,7$$

$$b_{дин80} = 5$$

$$c_{дин80} = 0$$

Также определяются пределы изменения скорости ветра на секундных интервалах:

$$\Delta V_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{720} \Delta V_i}{n} - \text{среднее значение отклонения}$$

$$\Delta V_{cp80} = 1,9$$

И среднеквадратическое отклонение

$$\sigma_{80} = 0,69$$

По таблице распределения Стьюдента определяется доверительный интервал отклонения скорости от начальной скорости в течение 6,0 секунд [5]:

$$\Delta V = \Delta V_{cp} \pm \varepsilon$$

$$\text{где } \varepsilon = t_{\beta} \cdot \sigma$$

Учитывая, что $n-1 > 120$ и если принять вероятность $= 0,9$, то из таблицы находится $t_{\beta} = 1,289$.

Поэтому $\Delta V_{80} = 2,79$.

Таким образом, можно сказать, что скорость ветра в течение 6,0 секунд будет находиться на интервале $(V_{нач} - \Delta V, V_{нач} + \Delta V)$ с вероятностью 0,9.

Методом обратной функции генерируется функция изменения скорости ветра. Для этого можно использовать стандартную функцию генератора случайных чисел системы Mathcad $runif(n;0,1)$ [6]. При этом равномерно распределенные числа получаются на интервале $(0,1)$.

Известно, что если переменная ss равномерно распределена на интервале $(0,1)$, то

$$V = \left[\frac{-\ln(1-ss)}{\left(\frac{1}{a}\right)^b} \right]^{\frac{1}{b}} \quad (9)$$

– будет распределена по закону Вейбулла с параметрами a и b . Для получения рабочих скоростей ветра проводится следующая процедура:

Определяется граница равномерно распределенной переменной, которая соответствует V_{min} и V_{max} .

$$ss_{min} = 1 - e^{-\left(\frac{5}{10,86}\right)^{2,3}}; \quad ss_{min} = 0,155$$

$$ss_{max} = 1 - e^{-\left(\frac{15}{10,86}\right)^{2,3}}; \quad ss_{max} = 0,878$$

Далее определяется входная точка функции изменения скорости ветра:

$$ss = runif(1; ss_{min}; ss_{max})$$

По единственному значению равномерно распределенной переменной ss определяется начальное значение скорости ветра.

$$V_{нач} = \left[\frac{-\ln(1-ss)}{\left(\frac{1}{13,7}\right)^5} \right]^{\frac{1}{5}} \quad (10)$$

Для исследуемого случая:

$$V_{нач} = 12,711 \text{ м/с};$$

$$V_{max \text{ дин}} = V_{нач} + 2,79 = 15,5 \text{ м/с};$$

$$V_{min \text{ дин}} = V_{нач} - 2,79 = 9,921 \text{ м/с}.$$

Затем определяется интервал изменения равномерно распределенной случайной величины, который составляет:

$$ss_{\min} = 1 - e^{-\left(\frac{V_{\min \text{ дин}}}{13,7}\right)^5} = 0,181$$

$$ss_{\max \text{ дин}} = 1 - e^{-\left(\frac{V_{\max \text{ дин}}}{13,7}\right)^5} = 0,843$$

$$ss_{\text{дин}} = \text{runif}(13; ss_{\min \text{ дин}}; ss_{\max \text{ дин}}) = \text{runif}(13; 0,181; 0,843)$$

Полученные равномерно распределенные значения преобразовываются в значения скорости ветра по уравнению (10).

По указанной методике рассчитаны 5 случайных функций скорости ветра и по ним случайные значения скорости ветра, которые представлены в таблице 1:

Таблица 1

1-я функция		2-я функция		3-я функция		4-я функция		5-я функция	
ss	V	ss	V	Ss	V	Ss	V	ss	V
	9,1		6,9		12,6		10,5		6,1
0,341	11,5	0,136	9,3	0,573	13,3	0,474	12,5	0,025	6,6
0,311	11,2	0,082	8,4	0,343	11,5	0,355	11,6	0,098	8,7
0,391	11,9	0,007	5,0	0,176	9,9	0,530	13,0	0,071	8,1
0,248	10,7	0,094	8,6	0,709	14,3	0,434	12,2	0,053	7,6
0,120	9,1	0,087	8,5	0,315	11,3	0,403	12,0	0,053	7,7
0,333	11,4	0,137	9,3	0,542	13,0	0,219	10,4	0,055	7,7
0,161	9,7	0,107	8,9	0,251	10,7	0,214	10,3	0,074	8,2
0,273	10,9	0,137	9,3	0,673	14,0	0,111	8,9	0,065	8,0
0,024	6,5	0,020	6,3	0,535	13,0	0,498	12,7	0,001	3,7
0,124	9,1	0,52	7,6	0,464	12,5	0,135	9,3	0,011	5,6
0,239	10,6	0,048	7,5	0,636	13,7	0,096	8,7	0,092	8,6
0,332	11,4	0,025	6,6	0,464	12,5	0,389	11,9	0,080	8,3

Нужно сказать, что случайные числовые значения скорости ветра соответствуют граничным значениям скорости соответствующих интервалов времени. Например, для первой функции при $t=0$ сек. $V=V_{\text{нач}}=9,1$ м/с, а при $t=1,1$ сек. $V=11,2$ м/с. График первой случайной функции представлен на рис. 1, где показано возможное изменение скорости ветра на интервале времени (0, 6,0 с.). Если же нужно смоделировать изменение скорости ветра на больший период времени, то нужно приравнивать последнее значение текущей функции изменения скорости ветра к первому значению следующей функции.

Представлен метод моделирования статистических и динамических характеристик скорости ветра использованием функции распределения Вейбулла.

Показано, что интегральные характеристики ветра являются случайными числами, а динамические характеристики случайными функциями.

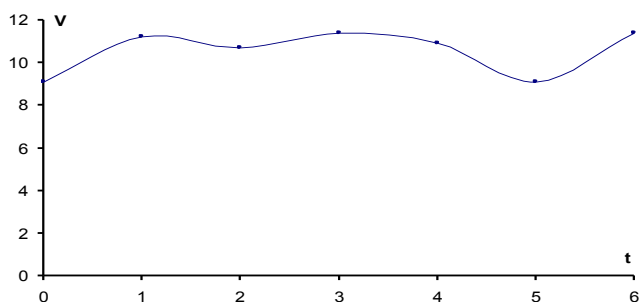


Рис. 1

Динамические характеристики определены для расчета квазистационарных и переходных характеристик ВЭУ, содержащие разные электромеханические преобразователи.

Литература

1. Орлов А.И. Вероятность и статистика – основные факты. Учебное пособие. М.: МЗ-Пресс, 2004.
2. Вентцель Е.С. Теория вероятности. М. «Наука», 1964.
3. <http://sdm.kstu.kz>
4. Мустафаев Р.И., Динамические режимы электромеханических преобразователей ветроэлектрических установок, работающих на электрическую сеть. Автореферат диссертации на соиск.ученой степени докт.тех.наук, –М., МЭИ.1990г.
5. Гурский Е.И. Теория вероятности с элементами математической статистики. – М., «Высшая школа», 1971
6. Дьяконов В.П. Энциклопедия Mathcad 2001i и Mathcad 11. –М.: СОЛОН–Пресс, 2004.

SUMMARY

About one way of modeling of basic speed characteristics of wind – the energy carrier of wind power plants

L. H. Hassanova

The way of modeling of wind speed variation for wind static and dynamic characteristics determination is presented. It is shown that the static (integral) characteristics are modeled as random quantities and dynamic ones as random functions. Herewith both static (integral) and dynamic characteristics wind speeds in the Apsheron peninsula are diminished by two – parameters distribution function of Weibull with corresponding parameters.

МЕТОДЕ КОНТРОЛЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОЧВ

Э.М. Мамедова

Институт Почвоведения и Агрохимии НАН Азербайджана

В данной статье рассматривается спектральная отражательная способность и проводится сравнительный анализ некоторых типов почв Азербайджана. Каждая из исследованных типов почв имеет свою характерную кривую спектрального отражения, обусловленную особенностями почвообразовательного процесса.

Введение. Рациональное использование природных богатств Азербайджана требует внимательного отношения к проблемам окружающей среды. Значительная роль принадлежит дистанционным методам контроля за экологическим состоянием почв. Правильный выбор спектральных диапазонов значительно сокращает время и стоимость проводимых исследований. Такому выбору предшествуют экспериментальные исследования спектральных коэффициентов отражения природных объектов. К числу, которых относится рассеивание света почвой, с которым связано распределение приходящей на поверхность почвы солнечной радиации, тепловой баланс, скорость и направление различных процессов, протекающих в почвах.

Спектрофотометрический метод характеристики почвенной окраски способствует решению проблемы дистанционного исследования почвенного покрова, а лабораторные измерения спектральной отражательной способности почв позволяют уточнить значения коэффициента отражения света почвами, оценить влияние различных факторов (содержание гумуса, карбонатов, влажности, различных форм железа и т.д.) на характер отражения и использовать найденные в лабораторных условиях закономерности изменения спектральных коэффициентов отражения почв при дешифровании материалов дистанционных измерений. Полученные зависимости используются при экологическом мониторинге. Спектральная отражательная способность исследованных типов почв существенно различается в зависимости от величины накопившейся органики, гранулометрического состава и т. д. Величина отражательной способности главным образом обуславливается за счет влияния элементарных процессов почвообразования. В целом спектральная отражательная способность с процессами почвообразования выражается с

помощью сложной функциональной зависимости. Однако, выявляются типичные особенности изменения отражательной способности, характерные для каждого типа почв.

Специфичность отражательной способности почв отмечается и относительно однородных по окраске биогенных гумусовых горизонтах. Желтоземно-глеевые почвы Ленкоранской зоны развиваются в условиях избыточного увлажнения, обогащены оксидами железа и обеднены перегнойными веществами, в результате чего их отражательная способность характеризуется высокими показателями. Сероземные почвы Ширванской степи имеют высокие и неодинаковые коэффициенты яркости [1]. Их значения в синей части спектра в 2 раза меньше, чем в красной. Желтоземные почвы Ленкорани содержат небольшое количество гумуса и богаты окисными формами железа, в связи, с чем спектральные коэффициенты отражения невелики в начале спектра и значительно возрастают в красной области. Солончаки Мильской и Карабахской степей содержат большое количество светлоокрашенных соединений, и их спектральная отражательная способность характеризуется высокими и постоянными по спектру коэффициентами яркости [2].

Таким образом, профиль отдельных типов почв Мильской и Карабахской степей и Ленкоранской зоны, можно заметить значительные различия. Величина отражения отдельных генетических горизонтов, характер профильных спектральных кривых отражения являются признаками, по которым можно судить о генетической принадлежности этих почв. Почвы с относительно равномерным распределением полуторных окислов и уменьшением содержания гумуса вниз по профилю характеризуются спектральной отражательной способностью, постоянно возрастающей с глубиной.

Отдельное свойство почвы не может полностью отразить многосторонние и сложные почвообразовательные процессы. Спектрофотометрические показатели не составляют исключения. Они определяются в первую очередь вещественным составом поверхности почвенных частиц, свойства которых являются результатом почвообразовательного процесса. Спектральная характеристика оптических свойств выражает в количественной форме проявление суммарного характера этих процессов и может служить определенным критерием при диагностике почв.

Спектральные кривые диффузного отражения света генетическими горизонтами каштановых почв Ширванской степи имеют ясно выраженные перегибы в области спектра 480-620 нм. В желтоземных почвах Ленкоранской зоны перегибы на спектральной кривой наблюдаются в области спектра 500-550 нм. Разность ΔR между коэффициентами отражения каштановых почв при длине волны 620 нм и 480 нм достигает 9-16 %. Величина диффузного отражения при длине волны 400 нм для всех генетических горизонтов находится в пределах 23-29 %, а при длине волны 750 нм 42,5-64,5 %. По профилю почв спектральная отражательная способность в горизонте 129-165 см наблюдается самая высокая величина спектрального отражения 51,8 %, в горизонте 0-36 см наблюдается самая меньшая величина спектрального отражения 32 %, в промежуточных горизонтах спектральное отражение резко увеличивается и находится в пределах 36,9-50,2 % [4].

Форма спектральных кривых всех генетических горизонтов лугово-сероземных почв имеют одинаковый относительно ровный характер без выраженных перегибов. По сравнению с другими исследуемыми почвами для генетических горизонтов лугово-сероземных почв характерно изменение отражательной способности. Спектральные коэффициенты отражения при длине волны 400 нм не превышают 22,5-26,5 %, а далее, с увеличением длины волны кривые спектрального отражения плавно поднимаются и в красной области спектра коэффициенты отражения достигают 32-40 %. Изменение отражательной способности по профилю лугово-сероземных почв таково, что верхний горизонт 0-27 см имеет коэффициент отражения на 3,3 % выше, чем горизонт 27-55 см. Это объясняется тем, что здесь больше солей приводящих к формированию более светлой окраски этого слоя. В следующих по глубине горизонтах 55-88 см интегральное отражение увеличивается по сравнению с горизонтом 27-55 см. Таким образом, самая высокая величина интегрального отражения наблюдается в горизонте 55-88 см [3].

Спектральные кривые диффузного отражения света генетическими горизонтами сероземно-луговых почв, в отличие от сравниваемых типов почв Ленкоранской зоны, имеют ясно выраженные перегибы в области спектра 480-620 нм. Разность ΔR между коэффициентами R_{620} и R_{480} достигает 4,5-10%. Величины диффузного отражения при 400 и 750 нм всех генетических горизонтов находятся в следующих пределах: R_{400} – 30-34,5 %, R_{750} – 40,5-48 %. Величина спектральной отражательной способности по профилю в горизонте 0-18 см меньше на 4,4-9,2 %, чем в горизонтах 18-37 и 72-91 см. Это объясняется накоплением гумуса, которое снижает коэффициент отражения. В горизонте 91-165 см наблюдается самая высокая отражательная способность, интегральный коэффициент отражения принимает значения до 45,5 %, что связано с низким содержанием гумуса. В других горизонтах интегральный коэффициент отражения постепенно уменьшается [5,6].

Спектральные кривые отражения солончаковых почв имеют попарно параллельный ход кривых коэффициента отражения для горизонтов 0-19 и 72-110 см, 19-57 и 57-72 см, со слабовыраженными перегибами. Спектральные кривые отражения света генетическими горизонтами лугово-болотных почв Ленкоранской зоны, так же как и солончаковые почвы Ширванской степи имеют своеобразный ход со слабовыраженными перегибами. Кривые спектрального отражения поднимаются от области спектра с длиной волн 400 нм к области спектра 750 нм. Для всех генетических горизонтов солончаковых почв минимальные коэффициента отражения приходятся на область 400 нм – 22-37 %, а максимальное отражение характерно для красной области спектра и изменяется в пределах 34-57 %. Спектральная отражательная способность солончаков по профилю почв характеризуется постепенным изменением. Минимальное интегральное отражение наблюдается в горизонте 72-110 см. Интегральный коэффициент отражения составил 38,3%, а максимальное отражение наблюдается в горизонте 19-57 см, где интегральный коэффициент отражения составляет 49,2 %. Максимальная величина интегрального коэффициента отражения сероземных почв Карабахской степи составляет 56 %, лугово-сероземных почв 46 %, каштановых 31 %. В сравниваемых почвах изменение величины коэффициента отражения в зависимости от генетических горизонтов показало, что в сероземных почвах Карабахской степи в метровом слое средняя величина коэффициента отражения составляет 29,1 %, в двух метровом слое 43,1 %, в трехметровом слое 49,1 %, в каштановых почвах изменяется в пределах от 26,6 до 36,5 %.

Проведенный сравнительный анализ зависимости спектрального коэффициента отражения от содержания гумуса в горно-лесных желтоземных, горных желтоземных, желтоземно-глеевых, лугово-болотных и болотно-луговых почв Ленкоранской зоны и каштановых, лугово-сероземных, сероземных и солончаковых почв Мильской и Карабахской степей, позволили установить характер зависимости коэффициента отражения от содержания органического вещества, с увеличением содержания которого уменьшается отражательная способность почв. В случае исследуемых почв Ленкоранской зоны

увеличение гумуса от 0,3 до 4 % вызывает снижение интегрального коэффициента отражения от 55 до 25 %. В почвах Мильской и Карабахской степей эта закономерность наиболее выражена в пределах увеличения гумуса до 5 %. Если возрастание гумуса в почвах в пределах от 0,51 до 5 % вызывает уменьшение коэффициента отражения от 50 до 20 %, то дальнейшее увеличение гумуса до 7 % в условиях Ширванской степи изменяет его величину в незначительных пределах 20,2-20,6 % (Рис.1).

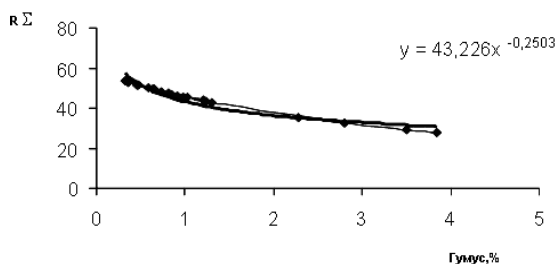


Рис.1 Зависимость интегрального коэффициента отражения почв от содержания гумуса
 1. Экспериментальная зависимость;
 2. Линия тренда.

На рисунке 1 не сложно заметить, что линия тренда больше, чем на 99% совпадает с кривой экспериментальной зависимости.

Были выявлены случаи, когда доминирующими факторами формирования коэффициента отражения являются другие параметры почв. В верхнем метровом слое сравниваемых почв наибольшая величина коэффициента отражения встречается в лугово-сероземных почвах, используемых под кукурузу 49,6 %, далее следует солончак 44,3 %, каштановые 31,4-37,8 %.

Влияние одного процента влажности на формирование интегрального коэффициента отражения составило в верхнем горизонте 0,58 %, а в нижних горизонтах эта величина несколько уменьшается и имеет величину 0,48 %. В лугово-сероземных почвах эта величина по профилю незначительна и составляет примерно 0,6-0,7 % на 1 % влажности. Это говорит об относительном однообразии исследованного профиля лугово-сероземных почв.

В сероземно-луговых почвах изменение влажности верхнего горизонта от 4,3 до 36,1 % вызывает изменение интегрального коэффициента отражения от 28,9 до 15,3, т.е. увеличение влажности на 1 % вызывает уменьшение коэффициента отражения на 0,42 %. Для горизонта 18-37 см – 0,46 %, для 37-72 см – 0,54 %, для 72-91 см и 91-165 см – 0,57 %. Для верхнего горизонта влияние влажности на формирование отражательных свойств почв составляет 0,47 % на 1 % влажности. Эти данные для горизонта 24-43 см – 0,76 %, а для горизонтов 42-62 и 62-84 см составляет 0,64 % на 1 % влажности, а для горизонта 84-120 см – 0,66 %.

В сероземно-луговых почвах изменение влажности на 1 % вызывает уменьшение коэффициента отражения почв в зависимости от горизонта в пределах от 0,42 до 0,57 % (рис.2) .

Эти коэффициенты могут быть использованы при диагностике почв и составлении почвенных картограмм. Во влажном состоянии разница между коэффициентами отражения различных почв отчетливо не выражена, т.е. различия сужаются.

Поэтому при использовании спектральных коэффициентов отражения для диагностики почв и составлении почвенных карт рекомендуем проводить исследования, с воздушно-сухими образцами почвы.

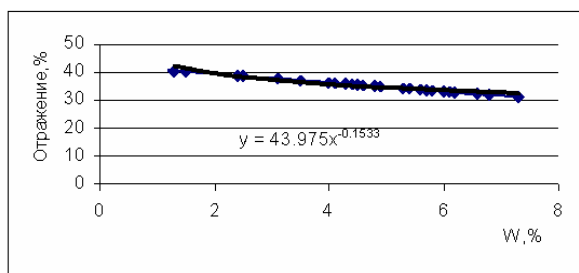


Рис.2 Зависимость коэффициента отражения от влажности

Проведенный сравнительный анализ почв Ленкоранской зоны и Кура-Араксинской низменности позволил установить, что всем рассмотренным типам почв свойственны характерные кривые спектральной отражательной способности, обусловленные процессами почвообразования. Полученные результаты показывают, что изучение отражательных способностей почв, в зависимости от различных её свойств позволяет оценивать разносторонние качества почв.

Нами была выявлена связь между отражательной способностью и гумусностью почв и установлены пределы, в которых затухает амплитуда изменения коэффициента отражения с увеличением содержания гумуса для каждого типа почв. Так в почвах Миль-Карабахской степи увеличение гумуса на 5 % вызывает уменьшение коэффициента отражения до 20 %.

В исследуемых почвах Ленкоранской зоны увеличение гумуса на 1 % вызывает снижение интегрального коэффициента отражения от 7,6 до 8,9 %. Полученный результат может быть использован при составлении программ для контроля за содержанием гумуса с использованием компьютерной технологии.

Выводы

Изучена общая характеристика спектральной отражательной способности некоторых типов почв Азербайджана. Проведен сравнительный анализ спектральной отражательной способности отдельных типов почв. Выявлены различия в значениях интегральных коэффициентов отражения в зависимости от типа почв. Выявлена связь между интегральной отражательной способностью и содержанием гумуса в почвах. В пределах Ленкоранской зоны увеличение гумуса на 1 % вызывает уменьшение величины интегрального отражения почв на 7,3-8,9%. В почвах Миль-Карабахской степи увеличение гумуса на 5 % вызывает уменьшение коэффициента отражения до 20 %.

Было также установлено влияние влажности на отражательную способность почв. С увеличением влажности яркость почв уменьшается, что объясняется изменением относительно показателя преломления света отдельными частицами почв. Эту зависимость можно использовать при дистанционном мониторинге поливов сельскохозяйственных угодий.

Литература

1. Герайзаде А.П., Велиева З.М. и др. – К вопросу о влиянии физико-химических параметров на отражательные свойства почв. //Изв. АН Азербайджана, сер. Биолог.наук, 1987, с.53-65
2. Мамедова Э.М.– Комплексные исследования спектральных отражательных свойств почв. Труды II-го Съезда Общества Почвоведов Азербайджана, Баку, 2005
3. Мамедова Э.М. – Влияние почвенных факторов на коэффициент отражения света почвами. В Жур.«Азерб.Аграр Елм», № 1-3, Баку-2005
4. Abduev M.R. – Meliorative improvement of Mil plain soils. Baki, “Science”, 2003, p.54
5. Babayev M.P.- Irrigative soils of Kur-Araks Lowland and their productive ability, Baku, “Science”, 1984, p.176
6. Gerayzade A.P., Jafarov A.M., Mammadova E.M. – Spectrometric characters of soils. Trans. of the Inst. of Soil Sci. and Agroch. Vol.16, 2004, p.323-333.

SUMMARY

The use of the optical peculiarities of soil during the method of remote controlling of soils' ecological conditions

E. M. Mammadova

Rational use of the natural resources of Azerbaijan demands special attention to the environmental problems. An important role belongs to the remote method of controlling the soils' ecological conditions. The correct choice of spectral ranges considerably reduces both the time and the cost of investigations. The spectral reflective ability and comparative analysis of some types of soils are considered in this article.

ОЧИСТКА ЗАМАЗУЧЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

А.Ф. АЛИЕВ

**Азербайджанский научно-исследовательский и
проектно-изыскательский институт энергетики**

Одной из сложных экологических проблем на ТЭС является сбор и обработка замасленных и замазученных стоков на территории станции с последующим повторным использованием их в технологическом цикле.

Нефтесодержащие отходы представляют значительную опасность для природной среды, являясь потенциальным источником загрязнения почв, грунтовых и поверхностных вод.

В настоящее время на предприятиях, связанных с применением или переработкой нефтепродуктов, уже скопилось и образуется еще огромное количество ценнейшего углеводородного сырья в виде всевозможных жидких отходов нефтепродуктов, удаленных из нефтеловушек, нефтешламы в накопителях, отработанные масла, отходы производства, подтоварные воды с высоким содержанием нефтепродуктов. Такие отходы, находящиеся в виде устойчивых эмульсий с содержанием воды до 60% невозможно использовать в качестве топлива и запрещено вывозить на полигоны промышленных отходов. Предприятия вынуждены платить значительные экологические штрафы за их хранение.

По результатам расчетов в России экологический ущерб от сбросов в водоемы промышленных стоков и находящихся в них нефтепродуктов, взвешенных веществ, а также сульфатов, хлоридов, солей жесткости (Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Na^+) составляет соответственно 26 4996, 12 386 и 2688 тыс. руб / год. Общий годовой ущерб от сбросов этих веществ в водоемы равен 280 070 тыс.руб. [1].

Сравнительный анализ о наносимом ущербе водоемам от сброса в них промышленных стоков ТЭС, показал, что наибольший ущерб наносится нефтесодержащими стоками. Далее по значимости ущерба идут стоки, загрязненные взвешенными веществами и, содержащие сульфаты, хлориды, соли жесткости.

Полученные результаты позволяют определить приоритеты при осуществлении мероприятий по улучшению экологической обстановки и сокращению сбросов в водоемы промышленных стоков ТЭС.

Предлагаемая технология предусматривает полную схему обработки нефтесодержащих вод с очисткой выделенной воды до норм

сброса в рыбохозяйственный водоем и рассматривается применительно к существующим условиям работы Али-Байрамлинской ТЭС, действующая схема очистки замазученных и замасленных сточных вод которой приводится на рис.1,

Общий расход замазученных сточных вод принят в количестве $300 \text{ м}^3/\text{сут}$. Емкость существующего металлического бака (считается нефтеловушкой 2-й ступени) составляет $\sim 100 \text{ м}^3$. Затрачиваемое время на опорожнение воды из бака колеблется между 0.5 – 2.0 ч. Отсюда можно определить, что в среднем сбрасывается воды $\sim 70 \text{ м}^3/\text{ч}$, после 1.5 часа прекращается сброс, и бак наполняется заново. Тут можно выделить две проблемы:

1. Регулирующая емкость и время пребывания неочищенных вод в баке не совмещены, следовательно, и судить о степени очистки невозможно;

2. При залповых сбросах, когда уровень сточных вод в баке резко падает, отбор выделенных нефтепродуктов практически становится проблематичным.

Исходя из вышеизложенного, предлагается включить в схему очистки замазученных вод регулирующие установки (специальные баки) общей емкостью, равной количеству из 2-х суточного расхода т. е. $\sim 600 \text{ м}^3$.

Подача сточных вод на очистные сооружения, после их грубой очистки предполагается осуществлять в течении 16-ти часов, равномерно. При этом уровень воды в регулирующих баках остается неизменным и средний расход сточных вод будет $300/16=18.75 \text{ м}^3/\text{ч}$.

При общем коэффициенте неравномерности (учитывающем сезонное и суточное изменения условий эксплуатации, или залповых сбросов из цехов и т. д.) – 2, расчетный расход определяется $\sim 40 \text{ м}^3/\text{ч}$.

В предлагаемую схему необходимо включить следующие установки и процессы, учитывающие нормы водопотребления и водоотведения, сброса сточных вод, санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод [2-6], (в технологической последовательности):

7. Первичные нефтеловушки грубой очистки с постоянным уровнем воды;

8. Расходно-регулирующие емкости;

9. Нефтеловушки первой ступени с тонкослойными элементами;

10. Флотационные установки, включая компрессорные установки;

11. Нефтеловушки второй ступени с тонкослойными элементами;

12. Разбавление и доочистка в биологических прудах.

Предполагается, что общий рабочий объем первичной нефтеловушки грубой очистки должен быть определен на хранение двухсуточного расхода, $300 \cdot 2 = 600 \text{ м}^3$. Устройство будет выполняться из металла в круглой форме.

Подачу замазученной воды следует осуществлять в вертикальном направлении, на высоте от дна установки не менее 2.0 - 2.5 м.

Отвод грубоочищенной воды следует осуществлять снизу емкости, предусмотрев мероприятия, обеспечивающие уменьшение попадания нефтепродуктов в трубопровод (например, перегораживающий козырек).

Расходно-регулирующие емкости выполняются аналогично первичным установкам. Разница будет только в объемах. Общая емкость установок будет равна 300 м^3 . Эти установки обеспечивают суточное регулирование расхода из расчета при равномерном (возможно по графику) поступлении воды в течение одной сутки, отбор так же равномерный, только, в течение 16 часов (двухсменная работа основных сооружений).

Тонкослойные нефтеловушки применяют для механической очистки сточных вод от нефтепродуктов, способных к гравитационному отделению (всплыванию) нефти и осаждению твердых механических примесей.

Радиальные тонкослойные нефтеловушки применяют вместо горизонтальных и прудов дополнительного отстаивания. Для их установки требуются значительно меньшие площади. Равномерность распределения и малые скорости движения воды способствуют всплыванию нефтепродуктов размером до 50 мкм.

При расчете радиальных нефтеловушек принимается: число ловушек – не менее 3-х; продолжительность отстаивания $t = 6 \text{ ч}$; глубина отстойника $3 \div 3.5 \text{ м}$.

Глубина зоны отстаивания h , определяется по формуле

$$h = 3.6 \text{ ktu}_0,$$

где: k – коэффициент объемного использования, равный 0.6; u_0 – скорость

всплывания частиц нефти, равная $0.15 \div 0.2 \text{ мм/с}$.

Диаметр отстойника, м, рассчитывается по уравнению

$$D = (4Qt / \pi h k)^{1/2}$$

где Q – расход сточных вод, поступающих на одну нефтеловушку, $\text{м}^3/\text{ч}$.

По основным показателям эффект очистки нефтесодержащих сточных вод в тонкослойных нефтеловушках по сравнению с другими устройствами, превышает в 4-5 раза. Этот показатель дает основание уменьшить размеры (общую полезную площадь) сооружений минимум в 3 раза. В этом случае также уменьшается степень загазованности территории.

Наибольший эффект очистки от нефтепродуктов достигается в тонкослойных элементах при движении воды сверху вниз. Элементы при этом могут быть выполнены из тонкостенных пластмассовых труб.

Основным принципом работы тонкослойных отстойников является создание максимально смоченного периметра (χ) для обеспечения ламинарного движения воды, что может быть при числе Рейнольдса $Re \leq 500$. В тонкослойном элементе круглого сечения (ω , м^2) длиной 1 м, диаметром 0.05 м, гидравлический радиус

$R = \omega / \chi = 0.05/4 = 0.0125 \text{ м}$. При этом число Рейнольдса $Re \leq Rv/\nu$,

где кинематическая вязкость $\nu = 10 \cdot 0.6 \cdot 10^{-7} = 0.0000006 \text{ м}^2/\text{с}$.

Следовательно, при установленной скорости движения воды (v) в тонкослойных элементах 20 мм/с (0.02 м/с), число $Re = 417 < 500$.

Использование тонкослойных отстойников в качестве нефтеловушки основывается тем, что при малых скоростях потока и при подаче воды сверху вниз, нефтепродукты в ячейки тонкослойных элементов войти не могут. Нефтепродукты остаются на поверхности отстойника. Для их сбора следует предусматривать периферийные желоба.

Фактическая скорость движения воды в тонкослойном элементе может быть определена при числе Рейнольдса $Re = 500$ по формуле

$$v = Re \chi \nu / \omega; \quad \chi / \omega = \pi d / (\pi d^2/4) = 4 / d$$

При $d = 0.05 \text{ м}$, $\chi / \omega = 80$ следовательно: $v = 500 \cdot 80 \cdot 0.0000006 = 0.024 \text{ м/с}$ (24 мм/с).

Продолжительность отстаивания (T) взвешенных частиц определяется по формуле

$$T = h_{\text{яруса}} / 3600 u_0$$

$h_{\text{яруса}}$ – вертикальная высота элемента тонкослойного отстойника, м.

Гидравлическая крупность нефтепродуктов $u_0 = 0.15$ мм/с., $h_{\text{яруса}} = 1.2$ м (принимается). Тогда время пребывания воды в тонкослойных элементах отстойника составит – 2.22 часа (по нормам допускается 2 часа).

Расчет потребной площади сооружения производится исходя из допустимой нагрузки на единицу площади в час. Нагрузка для сточных вод допускается: при нормальной работе отстойников $1 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 м^2 , при форсированном режиме $1.5 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 м^2 рабочей площади отстойника. Количество отстойников принимается не менее 3 - х.

При расчетном расходе 40 м^3 и нагрузке $1.5 \text{ м}^3/(\text{ч м}^2)$, расчетная рабочая площадь для двух отстойников будет – 27 м^2 (одного отстойника 13 м^2)

При работе трех отстойников в нормальном режиме с нагрузкой $1.0 \text{ м}^3/(\text{ч м}^2)$, расчетная площадь для них будет $\sim 40 \text{ м}^2$ (одного отстойника 13.5 м^2).

Сопоставляя результаты этих расчетов, расчетную площадь одного отстойника с учетом коэффициента запаса можно определить в 15 м^2 . Длина яруса тонкослойного элемента с учетом коэффициента запаса на время пребывания, может быть ~ 1400 мм, диаметр трубки – 50 мм. Флотаторные установки применяются для интенсификации удаления нефтепродуктов из очищенной воды после первичных тонкослойных отстойников, имеющих гидравлическую крупность до 0.01 мм/с и менее. При оптимальных условиях эффект очистки может достичь 95%.

Флотация частиц к поверхности осуществляется пузырьками тонкодиспергированного в воде воздуха. Частицы прилипают к поверхности воздушных пузырьков, образуя аэрофлокулы. Этот процесс зависит от смачиваемости и поверхности частиц, частоты столкновения и сил взаимного притяжения - отталкивания частиц и пузырьков. Очистка замазученных сточных вод методом безнапорной флотации рассмотрена в работе [7].

Флотационный процесс очистки основан на способности содержащихся в сточных водах гидрофобных частиц прилипать к границе раздела фаз (жидкость – газ). Граница раздела фаз (водяная пленка) создается при насыщении обрабатываемой жидкости пузырьками газа.

Пузырьки газа при всплытии сталкиваются с дисперсными частицами, в результате чего последние прилипают к

поверхности пузырька (образование флотокомплекса).

Флотокомплексы (дисперсная частица – пузырек) поднимаются на поверхность жидкости и создают пенный слой, в котором и происходит концентрирование дисперсной фазы. Образование флотокомплекса сопровождается уменьшением свободной энергии системы.

Наиболее доступный – компрессорный метод флотации. При этом следует руководствоваться требованиями СНиП 2.04.03-85 п.п. 6.100 – 6.104 [3].

Подача воздуха осуществляется через фильтросные оголовки. Время пребывания воды во флотаторе – 30 мин. После флотации сток (включая пену) направляется на вторичный тонкослойный отстойник. Очищенная вода будет направлена в отводящий лоток системы хозяйственно – бытовой канализации и смешиваться перед биологическими прудами. Предполагается, что после совместной биологической очистки производственных стоков ($300 \text{ м}^3/\text{сут}$) и хозяйственно бытовых сточных вод ($400 \text{ м}^3/\text{сут}$), сброс их будет осуществлен в Главный Ширванский Канал. Предлагаемая схема очистки определена в соответствии с требованиями и рекомендациями соответствующих норм и правил по проектированию, находящихся в действии в Азербайджане.

Предложенная технологическая схема очистки замазученных сточных вод наиболее доступна и может быть внедрена с минимальными строительными стоимостями и эксплуатационными затратами.

Литература

1. Сакаш Г.В. Экологический ущерб от сброса сточных вод ТЭС в водоемы Красноярского края, Промышленная энергетика, № 10, 2004 с.54 - 55
2. Укрупненные нормы водопотребления и водоотведения для различных отраслей промышленности – ВНИИ ВОДГЕО, 1978
3. Канализация. Наружные сети и сооружения – СНиП 2.04.03-85, 1986
4. Справочник проектировщика. Канализация населенных мест и промышленных предприятий – 1981
5. Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения – 1988
6. Правила охраны поверхностных вод (типовое положение) – 1991
7. Андреев С.Ю. Очистка замазученных сточных вод ТЭЦ методом безнапорной флотации, Водоснабжение и санитарная техника, 2005, № 12, с. 33-36

Summary
Clearing of heavy oil polluted waste water of power stations

A. F. ALIYEV

The results of a study of the conditions of oil polluted waste water treatment in Aly-Bayramli power station are presented in this article. A new circuit of waste water clearing is offered. The proposed technology meets the modern requirements to environment protection.

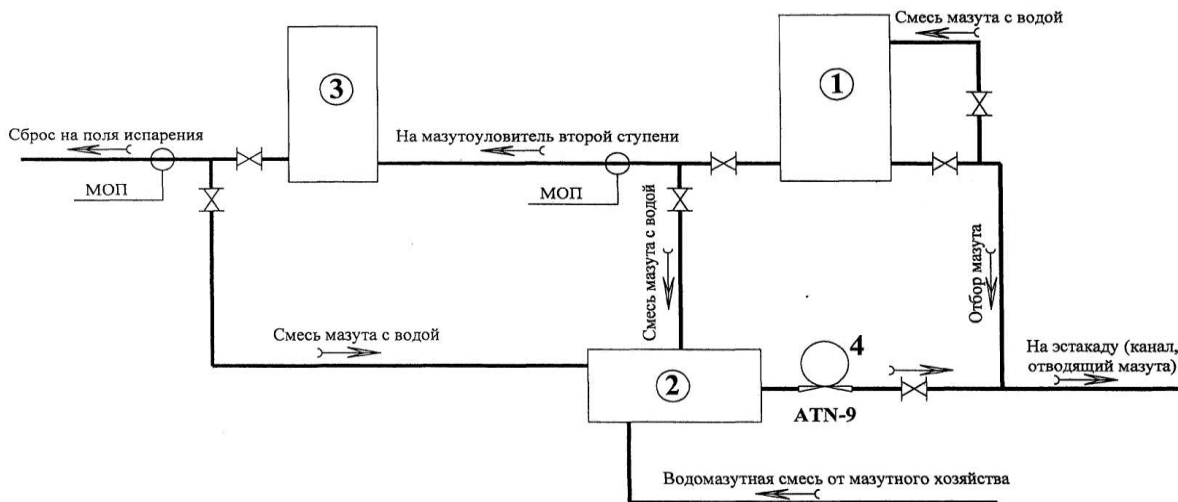


Рис. 1. Действующая схема очистки замазученных и замасленных сточных вод:

1. Металлический резервуар - мазитоотделитель первой ступени, емкостью 200 куб м;
2. Мазутосборник;
3. Металлический резервуар-мазитоотделитель второй ступени, емкостью 100 куб м.;
4. Установка по перекачке мазута. МОП - Место отбора проб на анализ содержания мазута в воде.

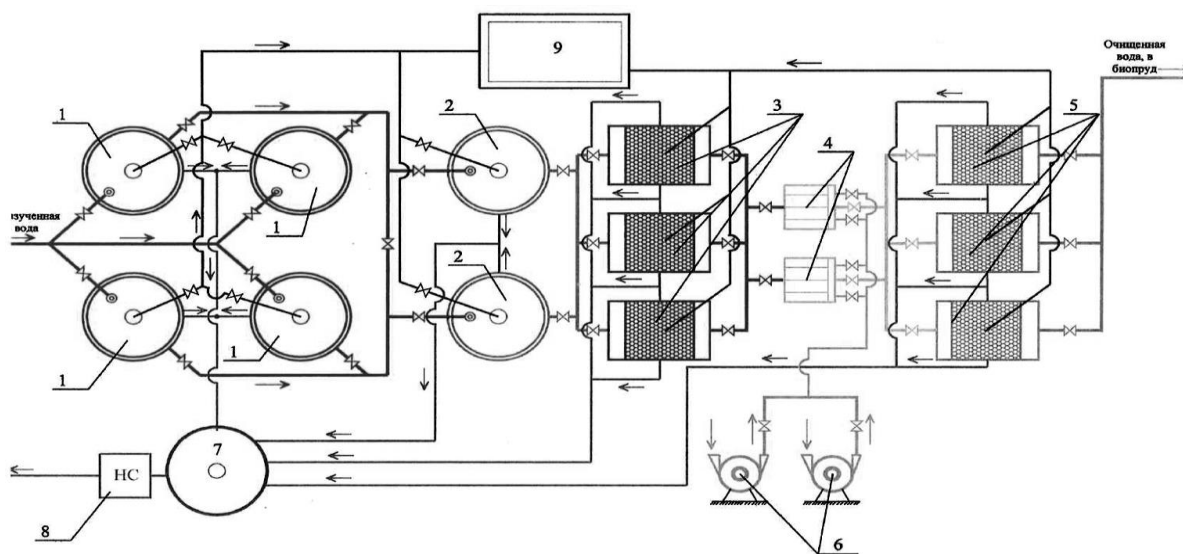


Рис. 2. Предлагаемая схема очистки замазученных и замасленных сточных вод:

1. Нефтеловушки для грубой очистки (баки постоянного уровня);

2. Расходно - регулирующие емкости (для обеспечения постоянного отбора воды);
3. Тонкослойные нефтеловушки первой ступени;

4. Флотаторы (емкости для насыщения воды воздухом через фильтры);
 5. Тонкослойные нефтеловушки второй (окончательной) ступени.
 6. Компрессорные установки для подачи воздуха во флотаторы;

7. Мазутосборник;
 8. Насосная станция перекачки мазута в мазутное хозяйство;
 9. Площадка для сушки опорожденного осадка из сооружений.

ВЛИЯНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НА ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ СЕРО-КОРИЧНЕВЫХ (КАШТАНОВЫХ) ПОЧВ ВДОЛЬ ТРУБОПРОВОДА БАКУ-ТБИЛИСИ-ДЖЕЙХАН

А. Э. Мамедов

Институт Почвоведения и Агрохимии НАНА

Для Азербайджана добыча энергоносителей является одной из фундаментальных основ экономики государства на протяжении последних десятилетий. Как известно, добыча, транспортировка и использование природных нефтегазовых ресурсов оказывает негативное влияние на окружающую среду, в том числе на экологию почв. В данной статье рассматривается влияние физических свойств на теплопроводность почв вдоль трубопровода Баку-Тбилиси-Джейхан.

Введение. Под теплопроводностью почвы подразумевается количество тепла, которое может протекать через единицу поверхности почвы в единицу времени при градиенте температуры, равном единице.

Основными физическими и химическими свойствами, от которых зависит теплопроводность почвы, являются исходная влажность, плотность, механический состав, органическое вещество исследуемых почв и их минералогический состав.

Почва представляет собой трехфазную систему, состоящую из твердых частиц (скелет почвы), жидкости (почвенная влага) и газа (почвенный воздух). Количественное соотношение всех трех фаз непрерывно изменяется под влиянием атмосферных осадков, прогревания, охлаждения, а также в результате антропогенного воздействия (сельскохозяйственная обработка, орошение, осушение и т.д.) [1].

Теплопередача в такой многофазной системе осуществляется с помощью различных механизмов. Одним из основных среди них является кондукция, или собственно теплопроводность. При кондукции перенос тепла происходит путем непосредственного соприкосновения между частицами почвы.

Теплопроводность в жидкой и газовой фазах почвы происходит с помощью конвекции. Теплопередача в данном случае происходит путем перемещения частиц. Тепло в почве может передаваться с помощью массообмена, т.е. перемещение влаги в почве, как в форме пара, так и в виде жидкости.

Этот поток влаги переносит с собой тепло, которое изменяет режим теплопереноса и влияет на величину других теплофизических характеристик. Примером может служить про-

никновение в почву горячих отходов воды от электростанций с целью повышения температуры почвы.

Тепловая энергия может передвигаться в почве путем переноса скрытой теплоты. Перенос тепла через почвенную поверхность происходит путем одного или всеми перечисленными механизмами. При этом перенос тепла путем конвекции (излучения) имеет второстепенное значение, а основной процесс – это перенос тепла посредством кондукции (молекулярной проводимости).

Почвы вниз по профилю дифференцированы на генетические горизонты, которые различаются между собой как по составу и структуре, так и соотношению фаз и влажности. Поэтому теплопроводность является функцией глубины.

Почвенные процессы зависят от температуры и влажности. Температура подстилающей поверхности, определяет вязкость почвенной воды, которая при +4°C становится настолько большой,

что практически прекращается поступление воды в растения. Ход всех химических реакций в почве и корнях растений определяется температурой, от неё зависит растворимость кислорода и углекислоты в почвенном растворе и их поглощение почвенными частицами, скорость аэрационных процессов в почве, поступление воды в корни растений, величина транспирации растений и урожай.

Температура почвы обуславливается притоком на её поверхность энергии солнечного излучения, притоком тепла из более глубоких слоёв Земли и от тепла, выделяющегося при разложении органических веществ в почве [2]. Поток энергии, передаваемый частицами нагретого тела к частицам холодного, называется тепловым потоком.

Годовая норма лучистой энергии Солнца, падающая на 1 см^2 поверхности в пределах территории прохождения нефтепровода Баку-Тбилиси-Джейхан, начиная от Евлахского района до границы Грузии в среднем равна 120 ккал, 23 % из них отражается поверхностью земли, 36% расходуется на излучение и только 41 % непосредственно участвует в основных процессах, протекающих в подстилающей поверхности.

В почве происходит обмен тепла между его поверхностью и нижеследующими слоями. В зависимости от состояния почвы и подземного слоя воздуха возникает тепловой поток, направленный во внутрь почвы от её поверхности или обратно к поверхности.

Теплообмен почвы – это самопроизвольный, необратимый процесс переноса теплоты в пространстве, обусловленный неоднородным полем температуры. Теплообмен в почве связан с процессом обмена тепла между поверхностью почвы и её глубинными слоями. Перенос тепла может происходить за счет неоднородности полей других физических величин, т.к. разности концентрации веществ в почве (диффузионный термоэффект).

Теплообмен определяет или сопровождает многие процессы в природе. Процесс теплообмена основан на том, что при соприкосновении двух тел, имеющих различную температуру, происходит обмен энергией между движущимися частицами (молекулами, атомами, ионами). В результате одно из соприкасающихся тел нагревается, а другое охлаждается до установления термодинамического равновесия. Аналогичный процесс наблюдается и в почве.

Перенос влаги заметным образом сказывается на переносе теплообмена в нагретых и увлажненных почвах. Коэффициент температуропроводности характеризуется выравниванием температуры в почве. Этот коэффициент почвы имеет важное значение в её нагреве. Коэффициент теплоусвояемости почвы характеризуется величиной теплоаккумуляции полученной от солнечного излучения в почве [3].

Важное значение, при излучении теплофизических характеристик почвы имеет её объёмная теплоёмкость.

Объёмная теплоёмкость определяется количеством теплоты, необходимой для нагревания единиц объема почвы на 1°C . Между объёмной теплоёмкостью и плотностью почвы существует пропорциональная зависимость, с увеличением плотности почвы увеличивается объёмная теплоёмкость. Удельная теплоёмкость большинства почв в абсолютно сухом состоянии составляет величину от 0,17 до 0,22 кал/см².град. Вследствии того, что теплоёмкость воды (1 кал/см³.град.) значительно выше удельной теплоёмкости почвы, то с ростом влажности почв увеличивается и их объёмная теплоёмкость. Удельная теплоёмкость большинства почв в абсолютно сухом состоянии составляет величину от 0,17 до 0,22 кал/см².град. Вследствии того, что теплоёмкость воды (1 кал/см³.град) значительно выше удельной теплоёмкости почвы, то с ростом влажности почв увеличивается и их объёмная теплоёмкость. В качестве средней величины удельной теплоёмкости сухих почв принимают величину 0,19 [4].

Объёмная теплоёмкость и коэффициент теплопроводности являются основными, а коэффициент температуропроводности и теплоусвояемость относятся к производным теплофизическим характеристикам зависящим от основных тепловых свойств. Между ними существует тесная связь.

Каштановые почвы являются одним из основных зональных типов почв на исследуемой нами территории. Эти почвы подразделяются на светлые, типичные и темные. Почвообразующие породы представлены деллювиальными, деллювиально-пролювиальными отложениями, среди которых преобладают карбонатные или гипсоносные суглинки. Каштановые почвы характеризуются следующими характерными особенностями: высокая биологическая активность в верхнем пахотном слое, оглиненный иллювиальный карбонатный горизонт, засоленность и солонцеватость почвенного профиля, зависимость гумусового слоя от пересеченности рельефа и экспозиции склонов, наличие признаков луговатости под влиянием давнего орошения и постепенное исчезновение дифференциации между генетическими горизонтами.

Многие качественные показатели почв зависят от составляющих их органических и минеральных соединений, количества, соотношений и химической активности этих соединений и в первую очередь от содержания гумуса, карбонатности, величин поглощающего комплекса и его состава и т.д.

При увеличении количества гумуса улучшается и качество почв. Гумус оказывает большое влияние на физические и химические свойства почв: на её структуру, объемный вес, водопроницаемость, водоудерживающую способность, улучшает условия аэрации, регулирует тепловые свойства почвы, повышает поглотительную способность, способствует увеличению количества микроорганизмов, т.е. улучшает питательный режим почвы.

В исследуемых каштановых почвах содержание гумуса с глубиной снижается от 4,25% до 0,5%. Содержание карбонатов колеблется от 4,3 до 25,7%. Механический состав, является одним из основных физических свойств почв, с которым связан характер водно-воздушного и солевого режима почв. Механический состав каштановых почв показывает, что при распределении отдельных фракций по профилю почв наблюдается некоторое своеобразие. По механическому составу каштановые почвы можно отнести к легкоглинистым и среднеглинистым. Величина физической глины в верхних горизонтах составляет 72,16 %, а в нижних уменьшается до 54,4 %. Годовое количество суммарной солнечной радиации, поступающей на поверхность почвы колеблется в пределах 125-135 ккал/см², радиационный баланс составляет величину 45-50 ккал/см².

Одной из основных физических характеристик почвы является её плотность, которая характеризует профиль почвы, рыхлость или уплотненность пахотного слоя. В почвенном профиле объемный вес определяется составом материнских пород и особенностями почвообразовательного процесса, например, мощностью гумусового слоя, выраженностью иллювиальных горизонтов, окарбонатченностью, оглеенностью, засоленностью и др.

При изменении плотности меняются количественные и качественные показатели пористости почвы, а так же газообмена, воздухообмена и влагопроводности. От плотности зависят и многочисленные почвенные процессы, обуславливающие её плодородие: разложение органического вещества с образованием перегноя, усвояемых питательных веществ, предотвращение образования вредных закисных соединений, потеря почвенного азота, усвоение атмосферного азота. В исследованных нами каштановых почвах степень уплотненности увеличивается с глубиной. Плотность пахотного горизонта каштановых почв составляет 1,22-1,27 г/см³, по профилю увеличивается и в горизонтах В и ВС составляет 1,37-1,44 г/см³. Объемный вес почвы находится в тесной зависимости от количества гумуса, механического состава и структурности почвы.

Удельный вес почвы находится в тесной зависимости от имеющихся в почве минералов и от содержания в ней органического вещества. В исследуемых нами почвах наименьший удельный вес приходится на верхний гумусовый горизонт. Чем больше в почве содержания гумуса, тем меньше удельный вес. Удельный вес пахотного горизонта (0-25 см) в исследуемых каштановых почвах составил 2,64 г/см³.

Нами была вычислено влияние исходной влажности на теплопроводность каштановых почв. Как видно из табличных данных (таб.1), теплопроводность сначала увеличивается с возрастанием влажности и в определенном интервале влажности замедляет свой рост, а за тем и вовсе прекращает его.

Таблица 1

Зависимость теплопроводности от исходной влажности ($\lambda \cdot 10^3$ ккал/см*сек*град.)

ρ, г/см	1,22	1,26	1,37	1,42
W, %				
5,53	0,08	0,08	0,1	0,11
8,00	0,31	0,33	0,39	0,42
15,20	1,01	1,07	1,27	1,36
20,53	1,47	1,57	1,85	1,99
23,00	1,64	1,75	2,07	2,23
26,00	1,81	1,93	2,29	2,46
28,14	1,89	2,03	2,39	2,57
32,50	1,96	2,09	2,47	2,65
33,76	1,94	2,07	2,45	2,63
35,15	1,90	2,03	2,40	2,58

Это объясняется тем, что теплопроводность воды во много раз больше теплопроводности воздуха, первоначально занимающего пространство внутри почвы. При увлажнении почвы происходит замена плохо проводящего тепло воздуха внутри пор хорошо проводящей тепло водой. В начале увлажнения величина эффективной теплопроводности образца почвы возрастает при плотности почв 1,22-1,26 г/см³ от 0,08 до 2,09*10⁻³ кал/см*сек*град. С глубиной плотность увеличивается до 1,47 г/см³. Здесь теплопроводность при исходном увлажнении возрастает 0,11 до 2,65*10⁻³ кал/см*сек*град. Далее по мере заполнения влагой все большего количества межпоровых промежутков, этот рост замедляется и когда вода полностью заменяет воздух, прекращается.

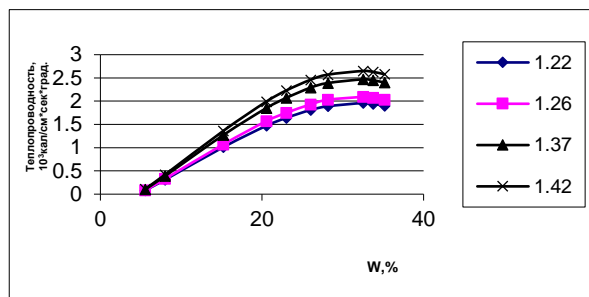


Рисунок 1. Зависимость коэффициента теплопроводности от плотности при фиксированных значениях влажности

На рисунке 1 изображены графики зависимости коэффициента теплопроводности от плотности при фиксированных значениях влажности. Можно заметить, что теплопроводность почвы линейно растет с ростом плотности. Данную зависимость можно объяснить тем, что с увеличением плотности возрастает площадь контактов между зернами почвы и общая эффективная контактная теплопроводность растет.

Данный рост происходит до того значения плотности, которую мы могли получать для каждой отдельной изучаемой нами почвы.

Выводы

Были исследованы серо-коричневые (каштановые) почвы вдоль трубопровода Баку-Тбилиси-Джейхан.

Установлено, влияние физических свойств на теплопроводность серо-коричневые (каштановых) почв. Плотность пахотного горизонта этих почв изменялась в пределах 1,22-1,26 г/см³, далее по профилю увеличиваясь в горизонтах В и ВС достигала 1,37-1,42 г/см³.

Показано, что с увеличением исходных влажностей от 5,53 до 32,50% теплопроводность каштановых почв интенсивно увеличивается, далее, при критической влажности, теплопроводность, достигнув своих максимумов, незначительно уменьшается.

Литература

1. Герайзаде А.П. – Термо- и влагоперенос в почвенных системах. Баку, Элм, 1982, с.46
2. Герайзаде А.П. – Преобразования энергии в системе почва-растение-атмосфера. Баку, Элм, 1989, с.74
3. Герайзаде А.П., Мехтиев М.И., Набиев Э.Ю. – Тепловые свойства некоторых почвенных типов западной зоны Азербайджана. Вестник сельскохозяйственной науки, 1990, №3, с.19-21
4. Димо В.Н. – Методы изучения теплового режима и теплофизических характеристик почв. В кн.: Принципы организации и методы стационарного изучения почв. М., Наука, 1976
5. Димо В.Н., Тихонравова П.Н. – Теплофизические свойства дерново-палево-подзолистых почв. Почвоведение, №2, 1981, с.59-68
6. Мамедов Р.Г., Герайзаде А.П., Мамедов Г.М. – Теплофизические свойства некоторых типов почв Азербайджанской ССР. Тез. докл. и сообщений расширенного заседания по теплофизическим исследованиям почв. М., ВАСХНИЛ, 1975, с.122-126

7. Чудновский А.Ф. – Теплофизика почв. М., Наука, 1976, 353 с.

SUMMARY

**THE INFLUENCE OF PHYSICAL PROPERTIES ON THERMAL CONDUCTIVITY OF CHESTNUT SOILS ALONG
BTC-PIPELINE**

A. E. MAMMADOV

Development of energy resources was one of the basic branches of Azerbaijan's Economy during last decades. It is a known fact that the extraction, transportation and use of oil-gas resources cause negative impact upon the environment including soil ecology.

This article is dedicated to the influence of physical characteristics on soil thermal conductivity along Baku-Tbilisi-Ceyhan Pipeline.