

ТЕРМИЧЕСКИЙ СПОСОБ ОЧИСТКИ АМБАРНОЙ НЕФТИ И НЕФТЕШЛАМА

Айсаев С.У., Айсаева Т.С.

Жұмыста қамбалық мұнайды тазалау және мұнай қалдықтарынан тауарлық мұнай талаптарына сай өнім алу технологиясы баяндалған. Су буының өте ысытылған келденең ағыстарын мұнай қалдықтарына енгізу арқылы тазалаудың физикалық үлгісі және оның технологиялық схемасы анықталған. Масса және энергия сақталу заңдылықтарының математикалық теңдеулері, баяндалған қамбалық мұнайды тазалау және мұнай қалдықтарынан тауарлық мұнай талаптарына сай өнім алу технологиясының дұрыстығын дәлелдейді.

In this work the technology of peelings of barn oil is expounded, which allows to get the oil, suiting to demands of marketable oil from oil offal. Offered physical model and technological scheme of the process of peelings with the help of implementation of transverse spurts of the superheated steam with the following division in centrifuges. The mathematical expressions of the laws of the conservation of the mass and energy offer the propriety of the technologies of peelings of barn oil and oilslam for reception of marketable oil from oil offal.

Современные требования к защите окружающей среды остро ставят перед предприятиями нефтяной промышленности республики задачу снижения до минимума числа аварий при добыче и транспортировке нефти.

В нефтяных месторождениях Узень, Жетыбай скопились более 5 млн. тонн амбарной нефти и нефтешлама, образовавшиеся в результате аварий, нарушении технологического режима подготовки нефти и технической эксплуатации нефтяных скважин. Аэрофотосъемка показывает наличие более 3 тысяч амбаров разлитой нефти, которые загрязняют территорию нефтяных месторождений и оказывают негативное воздействие на окружающую среду. По самым минимальным оценкам территория Мангистау занята нефтяными амбарами порядка 3000 га земли. Воздух насыщен нефтяными парами, растительный покров на местах добычи нефти уничтожается, водные источники также загрязняются нефтепродуктами. На рекультивацию залитых нефтью земель и захоронения нефтешлама требуются большие материальные затраты, не говоря уже о больших потерях нефти. Всё это требует наряду с внедрением новой технологии добычи и переработки нефти проведения широкомасштабных работ по ликвидации нефтяных амбаров, шламонакопителей и очистки территории нефтяных месторождений от замазученных масс.

В то же время амбарная нефть – ценное углеводородное сырье, хотя в течение десятилетий в контакте с атмосферой она потеряла первоначальные качества. Она лишилась легких фракций и представляет собой затвердевшую аморфную массу. Более половины (57%) состава амбарной нефти составляют тяжелые фракции: вакуумный газойль и гудрон. Исследование физико-химических свойств отдельных дистиллятных фракций амбарной нефти показало, что все полученные светлые фракции и вакуумный газойль могут быть использованы для производства моторных топлив.

Сводный материальный баланс нефтешлама, полученный в процессе экстракции, показывает, что содержание органической части в замазученной массе составляет 26,3%, т.е. в составе нефтешлама преобладают песок, глина и другие механические примеси. В органической части нефтешлама содержание легких фракций нефти незначительно, в основном он состоит из тяжелых фракций: вакуумного газойля и гудрона. Таким образом, данные лабораторного анализа показывают, что амбарная нефть и нефтешлам содержат углеводородную массу и являются ценным сырьем.

Решение проблемы требует, во-первых, извлечения и подготовки основного количества чистого органического топлива в амбарной нефти, во-вторых, нейтрализации замазученной массы, очистки породы от нефтеотходов с последующей переработкой продуктивного углеводородного сырья. В этой связи одной из важнейших задач нефтяной отрасли является разработка эффективной технологии утилизации и переработки амбарной нефти и нефтешлама.

Амбарная нефть представляет собой высоковязкую аморфную массу, которую необходимо либо разрезать на части и извлекать, либо разжижать и отсасывать, причем она очень вязкая и липкая. Поэтому наиболее эффективным способом является термическое воздействие. Нефть разжижается, становясь текучей, тогда её следует отбирать из амбара [1-3].

В настоящее время предложены различные способы термического воздействия на амбарную нефть. Во всех случаях амбарная нефть прогревается на небольшой поверхности и сопровождается потерей тепла. В этой связи повысить эффективность термического воздействия можно путем как интенсификации процесса разогрева, так и за счет увеличения подвергаемой тепловому воздействию площади амбарной нефти. Указанные обстоятельства проявляются при взаимодействии сверхзвуковой струи водяного пара с амбарной нефтью. За счет большой кинетической энергии сверхзвуковая струя водяного пара вспаривает и взрыхляет высоковязкую аморфную среду амбарной нефти. В дальнейшем струя водяного пара тормозится и конденсируется на холодных поверхностях амбарной нефти, передавая ей практически всю свою энергию – как механическую, так и тепловую (вместе с теплотой конденсации). Сверхзвуковая струя обладает большой эжекционной способностью, вовлекая в движение все новые слои нефтяной массы, и охватывает большую поверхность взаимодействия с амбарной нефтью. В результате температура нефти повышается, и она становится жидкой [4-9].

Для разработки технологии необходимо знать теплофизические характеристики, состав, материальные потоки и гранулометрический состав исходных материалов, при этом использовались данные лабораторных исследований и справочной литературы.

Технология разработана для производительности 5000,0 кг/ч. пульпы при содержании в ней твердой фазы 40–10% вес. и нефти 50–20 мас. %. В принципе техническое решение можно использовать для любых концентраций исходных веществ и производительности пульпы.

Составы амбарной нефти и нефтешлама по данным лабораторных исследований приведены в таблице 1.

Для нагрева пульпы в качестве теплоносителя выбран пар с начальной температурой 200⁰С и давлением 16 атм (таблица 2). Подогрев необходим для снижения вязкости пульпы и более эффективного вымывания нефтешлама водой и осуществляется перед ее подачей в гидроциклон при 40-75⁰С.

Таблица 1 - Состав амбарной нефти и нефтешлама, мас. %

Нефтешлам	значение	Амбарная нефть	.
Нефть	30	Нефть	85
Песок	65	Песок	15
Глина	5	-	
Пульпа из нефтешлама		Пульпа из амбарной нефти	.
Нефть	18	Нефть	51
Песок	39	Песок	9
Вода	40	Вода	40
Глина	3	-	-

Таблица 2 - Теплофизические параметры пара

Вещество (температура)	C_p , кДж/(кг·гр)	I , кДж/кг	ρ , кг/м ³
Вода (при 75 ⁰ С)	4,100	313,9	-
Пар (при 100 ⁰ С)	2,080	2676,3	-
Пар (при 100-200 ⁰ С)	1,992	$\Delta I = I_{100} - I_{200} = 11$	0,814
Вода (при 0-100 ⁰ С)	4,190	-	978
Нефть (20 ⁰ С)	2,5	-	902
Сухой песок (20 ⁰ С)	0,80	-	1500
Глина (20 ⁰ С)	1,09	-	1845
Пар (200 ⁰ С)	-	1791,4	-
Теплота испарения воды при T=100 ⁰ С		$r=2257,2$	

Снижение вязкости пульпы способствует более полному разделению твердой и жидкой фаз в гидроциклоне и центрифугах (таблица 3).

Таблица 3 - Фракционный состав пульпы

Фракции δ , мм	10-2	2-0,2	0,2-0
Массовая доля, %	30	65	5

Второй подогрев пульпы проводится перед ее подачей в трубчатую центрифугу 50-98⁰С. Пульпа должна содержать жидкую фазу (воду), которая образует с нефтью эмульсию, подлежащую разделению в центрифуге тонкой

очистки (трубчатая центрифуга, иногда ее называют тарельчатой). Наиболее эффективным и самым быстрым процессом нагрева жидкого потока в канале является ввод тонких поперечных струй пара. Процесс смешения фаз настолько быстрый и однородный, что нагрев жидкой фазы можно для технических расчетов считать равновесным [68-70]. В этом случае

расчет необходимого количества пара для нагрева пульпы можно определить из уравнения теплового баланса:

$$(Gc_p \Delta T)_{\text{пуль}} + (GI(100^\circ \text{C}))_{\text{конд}} = G_n [\Delta I (T_{\text{нп}} - 100^\circ \text{C}) + r(100^\circ \text{C})]_n \quad (1)$$

где слева – тепло смеси, состоящей из пульпы и конденсата (вода), а справа – тепло нагревателя (пар); $\Delta T_{\text{пуль}} = T_n - T_0$, T_n – заданная температура нагрева;

T_0 – начальная температура пульпы; $\Delta T_{\text{нар}} = T_{\text{нп}} - 100^\circ \text{C}$; $T_{\text{нп}}$ – начальная температура пара $T_{\text{нп}} = 200^\circ \text{C}$, $\Delta I_n(T_{\text{нп}} - 100^\circ \text{C})$ – энтальпия перегрева пара; $G_n \Delta I_n$ – физическое тепло пара при его подаче в пульпу при атмосферном давлении.

Температура насыщения пара при $P=1$ атм равна 100°C , а теплота образования r_n и $(GI)_{\text{конд}}$ – тепло конденсата (воды) определяются при $T=100^\circ \text{C}$. Следует заметить, что температура конденсата несколько ниже точки росы ($T=100^\circ \text{C}$ при $P=1$ атм). Однако для определенности в технических расчетах можно принять температуру конденсата 100°C без внесения заметной погрешности в расчет потоков тепла. С учетом полной конденсации пара, что выполняется при быстром и равномерном перемешивании пульпы и пара, расходы конденсата G_k и пара G_n равны и уравнение (1) можно записать в виде

$$[Gc_p (T_n - T_0)]_{\text{пуль}} = G_n \{ [\Delta I (T_n - 100^\circ \text{C}) + r(100^\circ \text{C})]_n - I_{\text{H}_2\text{O}}(100^\circ \text{C}) \} \quad (2)$$

Тогда отношение расходов пара и пульпы из (2) равно (при $T_{0,\text{пуль}} = 40^\circ \text{C}$):

$$\frac{G_n}{G_{\text{пуль}}} = \frac{[c_p (T_n - 40^\circ \text{C})]_{\text{пуль}}}{I_n(T_{n,0}) - I_n(100^\circ \text{C}) + r_n(100^\circ \text{C}) - I_{\text{H}_2\text{O}}(100^\circ \text{C})} \quad (3)$$

Для расчета отношения расходов необходимо предварительно рассчитать коэффициенты теплоемкости для пульп, образованных из нефтешлама и амбарной нефти. Для этого нужно знать состав пульпы, который изменяется при ее прохождении по технологической цепочке. В процессе очистки пульпа последовательно проходит через гидроциклон, шнековую центрифугу и центрифугу тонкой очистки (трубчатая центрифуга) [9-12]. Подогрев пульпы паром осуществляется перед входом гидроциклона и трубчатой центрифуги. В гидроциклоне и шнековой центрифуге удаляется практически вся твердая фаза (~99 мас. %), из них в гидроциклоне грубая фракция – 30 мас. %, а в шнековой центрифуге – 69 мас. % от начального содержания в пульпе (таблица 4).

Таблица 4 - Степень очистки пульпы от твердой фазы

Аппарат	Гидроциклон	Шнек. центрифуга	Труб. центрифуга
Удаление твер. осадка, масс. %	30	69	98

По опытным данным фирмы «Альфа-Лаваль» унос нефти с удаляемым шламом составляет около 7,8 мас. % от массы шлама. При этом влажность шлама (количество воды) составляет 53,3% от сухого шлама (таблица 5).

На основе данных таблиц 4, 5 рассчитаны составы пульп из нефтешлама и амбарной нефти на выходе из каждого аппарата (таблица 1).

Таблица 5 - Унос компонентов вещества в процессе очистки, кг/ч

Вещество	Гидроциклон	Шнековая центрифуга	Тарельчатая центрифуга
Осадок	0,999 ($G_{ос.пул.} - G_{ос.вых.}^{m.ч.}$)		
Вода	0,533 ($G_{ос.пул.} - G_{ос.вых.}^{m.ч.}$)		
Нефть	0,0785 [$G_{ос.пул.} + G_{H_2O,пул.}$] - ($G_{ос.}^{m.ч.} + G_{H_2O}^{m.ч.}$)		
<p>Примечания</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. $G_{ос.пул.}$ – расход твердой фазы в исходной пульпе, кг/ч; 2. $G_{ос.вых.}^{m.ч.}$ – расход твердой фазы на выходе тарельчатой центрифуги, кг/ч; 3. $G_{H_2O,пул.}$ - расход воды в исходной пульпе, кг/ч; 4. $G_{H_2O}^{m.ч.}$ - расход воды на выходе из тарельчатой центрифуги, кг/ч. 			

Для определения расхода пара по формуле (3) необходимо сначала найти коэффициенты теплоемкости пульпы из соотношения

$$c_{pпул} = (c c_p)_n + (c c_p)_{H_2O} + (c c_p)_m,$$

где $c_{pn}, c_{pH_2O}, c_{pm}$ – теплоемкости нефти, воды и твердого осадка;

C_n, C_{H_2O}, C_m - массовые концентрации нефти, воды и осадка. Используя данные таблиц 2, 6 найдем теплоемкости пульпы при ее подаче в гидроциклон:

$$c_{pпул}^{ин} = 0,197 \cdot 2,5 + 0,45 \cdot 4,19 + 0,352 \cdot 0,8 = 2,66 \quad \text{кДж/(кг·град),}$$

$$c_{pпул}^{ам} = 0,502 \cdot 2,5 + 0,436 \cdot 4,19 + 0,062 \cdot 0,8 = 3,13 \quad \text{кДж/(кг·град),}$$

Таблица 6 - Состав пульпы, масс. %

Пульпа	Вещество	Гидроциклон	Шнековая центрифуга	Трубчатая центрифуга
Из нефтешлама	Нефть	19,7	36,6	33,5
	Вода	45,1	62,2	66,4
	Шлам	35,2	1,2	0,1
Из амбарной нефти	Нефть	50,2	55,1	51,0
	Вода	43,6	44,8	48,9
	Шлам	6,2	0,1	0,1

Перед подачей в шнековую центрифугу состав пульпы изменяется и теплоемкости составят:

$$c_{p \text{ пул}}^{\text{шл}} = 0,366 \cdot 2,5 + 0,622 \cdot 4,19 + 0,012 \cdot 0,8 = 3,52 \quad \text{кДж/(кг·град),}$$

$$c_{p \text{ пул}}^{\text{ам}} = 0,551 \cdot 2,5 + 0,448 \cdot 4,19 + 0,001 \cdot 0,8 = 3,26 \quad \text{кДж/(кг·град),}$$

где $c_{p \text{ пул}}^{\text{шл}}, c_{p \text{ пул}}^{\text{ам}}$ – теплоемкости пульпы из нефтешлама и амбарной нефти соответственно.

Подставляя значения теплоемкостей в формулу (3), определяем соотношения расходов пара и пульпы для подогрева ее от 40 до 75⁰С:

$$\frac{G_n}{G_{\text{пул}}^{\text{шл}}} = \frac{2,66 \cdot 35}{2791,4 - 2676,3 + 2257,2 - 419,06} = 0,048 \text{ кг/кг;}$$

$$\frac{G_n}{G_{\text{пул}}^{\text{ам}}} = \frac{3,13 \cdot 35}{1953,24} = 0,056 \text{ кг/кг.}$$

Нагретая до 75⁰С пульпа при движении в гидроциклоне и шнековой центрифуге остывает до 50⁰С. Поэтому для нагрева пульпы от 50 до 98⁰С перед ее подачей в трубчатую центрифугу требуется расход пара:

$$\frac{G_n}{G_{\text{пул}}^{\text{шл}}} = \frac{3,52 \cdot 48}{1953,24} = 0,086 \text{ кг/кг;} \quad \frac{G_n}{G_{\text{пул}}^{\text{ам}}} = \frac{3,26 \cdot 48}{1953,24} = 0,08 \text{ кг/кг,}$$

где $G_{\text{пул}}^{\text{шл}}, G_{\text{пул}}^{\text{ам}}$ – расходы пульпы, образованные из нефтешлама и амбарной нефти соответственно.

Таблица 7 - Материальные потоки пульпы и компонентов, кг/час

Потоки веществ		Гидроциклон		Шнек, центрифуга		Трубчатая центрифуга		Конденсатор	
		ВХОД	ВЫХОД	ВХОД	ВЫХОД	ВХОД	ВЫХОД	ВХОД	ВЫХОД
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пульпа из нефтешлама	Нефть	900	824	824	654	654	643	643	648
	Вода	2000	1884	1884	1111	1111	1274	1	1
	Осадок	2100	1470	1470	20	20	0,4	0,4	0,4
Ввод	Пар	220	-	-	-	194	-	-	-
Удаляемые компоненты	Осадок	-	630	-	1450	-	19,6	-	-
	Нефть	-	76	-	174	-	7	-	-
	Вода	-	336	-	773	-	31	-	-
Суммарный поток		5220	4178	4778	1785	1785	1917	644,4	644,4
Пульпа из амбарной нефти	Нефть	2550	2534	2534	2497	2497	2496	2496	2496
	Вода	2000	2198	2198	2032	2032	2401	1	1
	Осадок	450	315	315	5	5	0,1	0,1	0,1
Ввод	Пар	270	-	-	-	372	-	-	-

Удаля- емые компо- ненты	Осадок	-	135	-	310	-	4,9	-	-
	Нефть	-	16	-	37	-	1	-	-
	Вода	-	72	-	166	-	2,6	-	-
Суммарный поток		5270	5047	5047	4534	4906	4897	2497	2497

Выбор оборудования требует знания материальных потоков на всех стадиях очистки нефти. Рассмотрим технологию очистки 5000,0 кг/ч нефтепульпы. С учетом производительности и данных таблицы 6 легко рассчитать материальные потоки на входе и выходе каждого устройства. Как видно из таблицы 7, потери нефти при обработке нефтешлама составляют 28,5 мас. % от начального ее содержания. Это объясняется большим содержанием твердой фазы в нефтешламе (70 мас. %). Напротив, потери нефти из амбарной нефти составляют всего 2 мас. % от первоначального ее содержания. В первом случае, по-видимому, необходимо создать, дополнительно к разрабатываемой технологии очистки более тонкие методы вымывания нефти водой из твердой фазы.

Содержание воды в нефти после переработки обеих пульп составляет 0,15 мас. %. Количество твердого осадка в нефти равно около 0,1 мас. %.

Невозвратные потери воды со шламом при обработке обеих пульп соответственно 48. и 9 мас. % от их первоначального содержания в пульпе (с учетом воды пара). Соответствующие расходы пара ($P = 16$ атм, $T = 200^{\circ}\text{C}$) для очистки в двух случаях составляют 414 и 642 кг/ч при производительности по пульпе 5000,0 кг/ч. [13].

Физическая модель процесса очистки

Главным условием создания метода очистки является разработка эффективного способа вымывания нефти горячей водой из твердой фазы и перевод ее в нефтеводяную эмульсию. Разделение нефтеводяной эмульсии с отношением плотностей фаз 1,11–1,06 хорошо осуществляется в центрифугах тонкой очистки. Процесс измельчения шлама способствует вымыванию нефти и ее переводу в жидкую эмульсию. Однако при центрифугировании эмульсия проходит через плотный слой шлама и часть нефти задерживается слоем тем больше, чем меньше дисперсность частиц. Поэтому существует оптимальный размер частиц, при котором унос нефти со шламом будет минимальным. Известно, что слишком крупных частиц размером (5–10) мм на последних стадиях очистки желательнее не иметь. Дробление крупных частиц (5–10) мм происходит в нашем случае, путем ввода острых струй пара перед подачей пульпы в гидроциклон [10-13].

Другим важным условием для технологии является выбор способа подогрева пульпы. В настоящее время существует множество высокоэффективных теплообменников, в которых нагреваемая жидкость и теплоноситель изолированы теплообменными поверхностями. Однако в нашем случае они малоприспособны. Наиболее подходящим способом подогрева пульпы является ввод поперечных, острых струй пара в основной

поток пульпы в канале. Во-первых, процесс смешения струй протекает настолько быстро и однородно, что нагрев пульпы можно приближенно считать равновесным. Во-вторых, пар при конденсации передает нагреваемой жидкости большое количество 2676 кДж/кг тепла при сравнительно низкой (160–200⁰С) начальной температуре. В-третьих, ввод острых струй пара быстро размягчает и дробит нефтешлам, что не требует применения специальных устройств. Наконец, использование пара в качестве теплоносителя путем смешения потоков не требует установки в цепочке теплообменника. Все эти преимущества и позволили сделать выбор в пользу пара как на первом, так и на втором этапе подогрева пульпы до заданной температуры.

Важнейшим условием очистки является соблюдение постоянства и однородности материальных потоков при подаче их в гидроциклон. Гидроциклоны строго рассчитываются на заданный расход и гранулометрический состав. Они эффективно работают при колебаниях расхода не более 10%. В связи с тем, что перерабатываемая пульпа забирается из накопительной емкости, в которой соотношение жидкой и твердой фазы по высоте изменяется, забор и подача насосом пульпы однородного состава невозможны. Для получения более однородной пульпы необходимо постоянно продувать емкость сжатым воздухом в направлении снизу вверх. Струя воздуха создает кипящий слой, в котором распределение твердой фазы по высоте будет более-менее однородным и забор пульпы насосом можно осуществлять патрубком, расположенным вблизи дна емкости.

Общая схема процесса состоит из следующих операций. Первая стадия процесса заключается в предварительной очистке пульпы от крупных фрагментов шлама (твердой фазы). Эта процедура осуществляется в гидроциклоне. Здесь же, вместе с твердой фазой, из исходной пульпы удаляется часть воды и нефти. Второй этап очистки состоит в удалении из пульпы основной массы твердой фазы. Это необходимо, потому, что содержание осадка (взвеси) в пульпе не должно превышать 1 мас. % перед последней стадией очистки в трубчатой центрифуге. Таковы условия для нормальной работы центрифуг тонкой очистки. Вторая стадия происходит в шнековой центрифуге, являющейся аппаратом непрерывного действия. На этом этапе процесса удаляется основная масса твердой фазы. Вместе со шламом уносятся вода и нефть, которые собираются в шламонакопителе – емкости. Последняя стадия очистки происходит в трубчатой центрифуге. Точнее эту операцию можно назвать разделением нефтеводяной эмульсии, поскольку твердой фазы практически нет. Имеется взвесь частичек малого размера $\delta < 0.01$ мм в нефтеводяной эмульсии. Этот процесс периодический. Непрерывная его часть (центрифугирование) тем больше, чем меньше взвеси в эмульсии. На этой стадии отходом в основном является вода, содержащая около 1 мас. % нефти. В процессе непрерывной работы центрифуги накапливается в роторе тонкодисперсный твердый осадок. Для его удаления необходимо периодически останавливать центрифугу [10-12].

Таким образом, физическая модель процесса очистки нефтяных отходов сводится к следующим трем основным операциям: предварительная стадия очистки пульпы от крупных фракций, основная стадия очистки пульпы от твердых примесей и обессоливания эмульсии и стадия разделения нефте-водяной эмульсии на сырую нефть и воду [13].

Литература:

- 1 Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. –М.: Наука, 1987. –840с.
- 2 Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Гидродинамика. –М.: Наука, 1988. –766с.
- 3 Теслюк Е.В. Вопросы неизотермической фильтрации в теории и практике нефтяных месторождений п-ва Мангышлак // Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта. – М.: Недра, 1970. - С.120-134.
- 4 Предварительный патент № 10116 РК, МПК E21B 43/24. Способ сбора амбарной нефти и устройство для его осуществления / Ершин Ш.А., - Жапбасбаев У.К., Айсаев С.У., Утегалиев С.А., Хаиров Г.Б. – Оpubл. 16.04.2001; Бюл. № 4.
- 5 Патент № 10116 РК, МПК E02B 15/04. Способ сбора амбарной нефти и устройство для его осуществления / Ершин Ш.А., Жапбасбаев У.К., Айсаев С.У., Утегалиев С.А., Хаиров Г.Б. - Оpubл. 17.12.2002; Бюл. № 12.
- 6 Айсаев С.У., Ершин Ш.А., Жапбасбаев У.К. Об одном из способов сбора амбарной нефти // Тезисы докладов международной научно-технической конференций. - Актау, 1996. – С. 298 – 299.
- 7 Жапбасбаев У.К., Хаиров Г.Б. Теоретические основы термодинамического способа сбора амбарной нефти // Строительство нефтяных и газовых скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – № 5. - С. 47-51.
- 8 Айсаев С.У., Жапбасбаев У.К. Установка по сбору амбарной нефти и переработки нефтешлама // Сборник научных проектов «Инновационный потенциал Мангистауской области». – Актау, 2005. – С. 33-45.
- 9 Абрамович Г. Теория турбулентных струй. – М.: Физматгиз, 1960. – 577 с.
- 10 Лукьяненко В.М., Таранец А.В. Центрифуги. – М.: Химия, 1988. – 383с.
- 11 Центрифуги: Каталог справочников. – М., 1961. – 101 с.
- 12 Шищенко Р.И., Есьман Б.И., Кондратенко П.И. Гидравлика промысловых жидкостей. – М.: Недра, 1976. – 315 с.
- 13 Жапбасбаев У.К., Войчак В.П., Айсаев С.У. Разработка технологии по получению из амбарной нефти и нефтешлама товарной продукции // Вестник КазНУ. Серия математика, механика, информатика. – 2004. - № 2 (41). – С. 80-89.