

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СВОЙСТВ ПРОДУКЦИИ,
ПОСТУПАЮЩЕЙ НА УСТАНОВКУ ПОДГОТОВКИ**

Ермаков С.А.

Ухтинский гос. технический университет

Приведены результаты опытов с целью оценки влияния содержания асфальтенов на термохимический отстой водонефтяной эмульсии. Методом группового учета аргументов получена математическая модель, позволяющая определить количество дозируемого деэмульгатора в зависимости от изменения содержания асфальтенов в нефтяной смеси. Установлена связь между плотностью и содержанием асфальтенов.

Как правило, нефтедобывающие компании постоянно наращивают объемы добычи нефти за счет введения в эксплуатацию новых месторождений или увеличения темпов разработки эксплуатируемых. В результате этого происходит постоянное изменение содержания природных эмульгаторов (асфальтенов, парафинов) в водонефтяной смеси, поступающей с месторождений на установки подготовки нефти. Изменение содержания природных эмульгаторов может повлиять на технологические показатели работы установки подготовки нефти (УПН): удельный расход деэмульгатора на тонну подготовленной нефти, температуру нагрева водонефтяной эмульсии. В связи с этим возникает необходимость своевременного прогноза изменения технологических показателей подготовки нефти в зависимости от свойств поступающей на УПН продукции (оценка влияния изменения содержания природных эмульгаторов на устойчивость водонефтяной эмульсии).

Для того чтобы спрогнозировать изменение содержания природных эмульгаторов в нефтяной смеси, необходимо знать прогноз добычи нефти на весь прогнозный период, а так же динамику содержания природных эмульгаторов для рассматриваемых месторождений за какой-то период времени.

Подготовка нефти в компании ООО «РН – Северная нефть» ведется на УПН «Баган», куда поступают нефти со всех разрабатываемых месторождений (табл. 1). На рис. 1 (а, б) представлены графики, отражающие фактическое и прогнозное изменение содержания асфальтеновых (а) и парафиновых (б) эмульгаторов.

Таблица 1

Наименование месторождения	Плотность нефти, г/см ²	Содержание, %		
		асфальтены	смолы	парафины
Баганское	0.852	1.6	6.0	3.3
Сев. Баганское	0.856	1.7	6.2	4.0
Южн. Баганское	0.890	5.9	8.5	4.0
Салюкинское	0.886	6.2	11.3	3.5
Веякошорское	0.840	0.7	5.7	3.7
Сандивейское	0.864	2.1	9.1	3.8
Макарихинское	0.917	9.4	15.7	2.5
Черпаюское	0.867	2.3	10.3	10.8
Хасырейское	0.869	3.2	10.7	9.4
Нядейюское	0.862	3.5	12.3	9.7

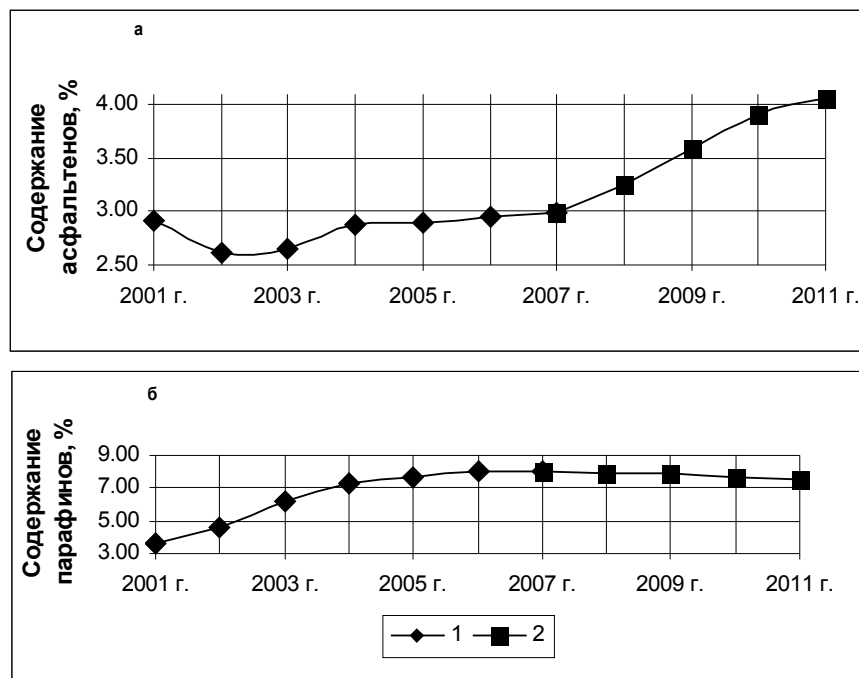


Рисунок 1. Фактическая (1) и прогнозная (2) динамика содержания асфальтеновых (а) и парафиновых (б) эмульгаторов в смеси нефтей, подготавливаемых на УПН «Баган»

Из рис. 1 видно, что содержание асфальтеновых эмульгаторов в 2007-2011гг. будет увеличиваться, а парафиновых незначительно уменьшаться. Это должно привести к увеличению агрегативной устойчивости нефтяной эмульсии, что в свою очередь отразится на процессе ее разрушения. Одним из главных факторов (как было рассмотрено выше), влияющих на этот процесс, является присутствие деэмульгатора, который вытесняет природные стабилизаторы с границы раздела фаз нефть-вода.

Увеличение содержания асфальтенов в водонефтяной эмульсии приведет к увеличению удельного расхода деэмульгатора на тонну нефти, подготавливаемой УПН «Баган». Для того чтобы оценить количественно такое увеличение необходимо установить закономерность между изменением содержания асфальтенов, концентрацией деэмульгаторов в нефтяной эмульсии и качеством подготовки нефти. Это позволит контролировать процесс подготовки и предупредить возможные негативные последствия, связанные с нарушением режима подготовки нефти на УПН «Баган».

Для установления такой закономерности была проведена серия опытов, которая состояла из следующих этапов:

- отбор четырех проб водонефтяной эмульсии с нефтесборных и межпромысловых коллекторов, поступающих на вход дожимных насосных станций «Хасырейская», «Салюкинская», «Макарихинская», а так же УПН «Баган», включающих в себя нефти: 1 – смесь потоков Хасырейского и Нядейюского месторождений; 2 – Салюкинского месторождения; 3 – Макарихинского месторождения; 4 – смесь нефтей, поступающих на УПН «Баган» (см. табл. 1). Такие водонефтяные смеси были выбраны исходя из следующих соображений: широкий диапазон содержания основных природных стабилизаторов – асфальтенов (табл. 2); запланированное увеличение темпов разработки Салюкинского и Макарихинского месторождений в прогнозный период (2007 – 2011 гг.), которое и приведет к росту асфальтенов (рис. 1а) в нефтяной смеси, поступающей на УПН «Баган»; смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений – основной объем, добываемый компанией; смесь нефтей, поступающих на УПН «Баган» - точка сравнения всей серии опытов;

- определение обводненности и содержания механических примесей по каждой из отобранных водонефтяных смесей (табл. 2);

- определение содержания в каждой пробе природных эмульгаторов (асфальтенов, смол, парафинов) (табл. 2);

- моделирование водонефтяных смесей в разных соотношениях;

- в полученные смеси дозирование деэмульгатора DMO 86520 (Baker Hughes, Великобритания), применяемого в настоящее время на УПН «Баган»;

- снятие показаний количества выделившейся воды во времени при температурах 40 и 60°C.

Таблица 2

Место отбора пробы или наименование месторождений	Обводненность %	Мех. примеси , мг/дм ³	Содержание, %		
			асфальтены	смолы	парафины
вход на УПН «Баган»	8	27	2,8	10,7	7,9
Смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений	21,7	41	3,3	11,2	10,2
Салюкинское месторождение	25,8	36	6,26	11,3	3,5
Макарихинское месторождение	23,1	54	9,4	15,7	2,5

Перед проведением каждой серии опытов водонефтяная эмульсия проходила специальную подготовку («омолаживание») в максимально возможных одинаковых условиях, чтобы исключить возможные ошибки в проведении опыта. Емкости с отобранными водонефтяными смесями, необходимыми для замешивания, тщательно перемешивались вручную в течение 10 минут. Далее водонефтяные смеси переливались в рабочий сосуд, объемом 3 л, в количестве 1,5 л и заданном составе. Сосуд помещали в водяную баню ПЭ-4310 на 1,5 часа при температуре 65 °С (± 1 °С). Далее водонефтяную эмульсию перемешивали с помощью мешалки ПЭ 8100 в течение 10 минут при одинаковой частоте вращения ротора и ставили на охлаждение до комнатной температуры. После ее охлаждения производили замешивание водонефтяной эмульсии таким образом, чтобы в конечном итоге полученная дисперсность была соизмерима с дисперсностью водонефтяной смеси, поступающей на УПН «Баган». Полученная водонефтяная эмульсия разливалась в цилиндры, объемом 200 мл, в количестве 100 мл, в которые добавлялся деэмульгатор с дозировкой 40, 60, 80, 100 г/т. Цилиндры подвергались тщательному встряхиванию (по 200 раз каждый) с целью равномерного распределения деэмульгатора в объеме пробы эмульсии. После этого цилиндры были помещены в водяную баню при температурах 40 и 60 °С. Показания по количеству отстоявшейся воды снимались через 15, 30, 60, 90, 120 и 150 минут. Результаты проведенных серий опытов представлены в табл. 3 и 4.

Таблица 3

Результаты проведенной серии опытов при температуре 40 °С

Место отбора пробы или наименование месторождений, процентное соотношение	Содержание асфальтенов, %	Доза деэмульгатора, г/т	Объемная доля выделившейся воды, %, за время t, мин					
			15	30	60	90	120	150
вход на УПН «Баган»	2.8	40	49.4	51.8	51.8	54.1	68.2	68.2
		60	54.1	56.5	56.5	58.8	72.9	72.9
		80	58.8	58.8	63.5	68.2	75.3	75.3
		100	75.3	75.3	77.6	82.4	84.7	89.4
смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений	3.3	40	1.6	7.0	9.3	9.3	15.5	16.3
		60	1.6	7.0	10.1	14.0	16.3	16.3
		80	3.9	7.0	10.1	14.0	16.3	23.3
		100	3.9	7.0	10.1	16.3	17.8	25.6
смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений: Салюкинское месторождение 75:25	4.04	40	14.0	27.1	39.1	48.2	50.7	53.3
		60	28.4	35.1	52.2	59.8	60.9	63.6
		80	36.2	51.6	60.4	65.1	69.1	73.1
		100	43.3	56.7	66.7	72.7	76.0	79.6
Вход на УПН «Баган»: Макарихинское месторождение 75:25	4.45	40	35.7	40.5	42.9	50.0	57.1	59.5
		60	40.5	42.9	47.6	50.0	57.1	61.9
		80	42.9	47.6	54.8	59.5	61.9	66.7
		100	47.6	52.4	59.5	64.3	69.0	73.8
смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений: Салюкинское месторождение 50:50	4.78	40	0.7	2.7	6.3	6.7	7.3	9.7
		60	1.0	3.0	6.0	6.7	8.7	14.0
		80	1.7	8.3	25.0	35.0	41.0	47.3
		100	12.3	51.7	61.7	68.3	71.3	73.7
смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений: Макарихинского месторождения 75:25	4.825	40	1.3	1.3	1.3	2.6	2.6	2.6
		60	1.3	1.3	1.3	2.6	2.6	2.6
		80	1.3	1.3	1.3	5.2	7.7	9.0
		100	1.3	1.3	1.3	6.5	9.0	9.0
смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений: Салюкинское месторождение 25:75	5.52	40	0.5	1.0	2.0	5.3	7.5	7.5
		60	0.8	1.3	2.3	5.3	7.8	8.0
		80	2.5	3.3	7.8	15.0	19.8	22.5
		100	4.5	20.0	20.5	51.3	56.3	59.5
Салюкинское месторождение	6.26	40	0.3	0.6	0.6	0.6	0.9	1.8
		60	0.3	0.6	0.9	1.5	1.5	2.1
		80	2.1	2.9	3.8	6.8	11.5	12.4
		100	2.1	2.4	2.6	5.0	5.6	5.9
смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений: Макарихинского месторождения 50:50	6.35	40	0.5	1.0	1.0	1.5	1.5	2.0
		60	0.5	1.5	1.5	2.0	2.0	2.0
		80	1.0	1.5	1.5	2.0	2.0	2.5
		100	1.0	2.0	2.0	3.0	3.5	4.0
Макарихинское месторождение	9.4	40	0.4	0.4	0.8	1.6	1.6	2.0
		60	0.4	0.4	0.8	1.6	2.0	2.5
		80	0.4	0.4	1.2	2.5	3.3	3.3
		100	0.4	0.8	1.2	2.5	3.3	3.7

Таблица 4

Результаты проведенной серии опытов при температуре 60 °С

Место отбора пробы или наименование месторождений, процентное соотношение	Содержание асфальтенов, %	Доза деэмульгатора, г/т	Объемная доля выделившейся воды, %, за время t, мин					
			15	30	60	90	120	150
вход на УПН «Баган»	2.8	40	52.5	75.0	77.5	77.5	100.0	100.0
		60	85.0	92.5	97.8	100.0	100.0	100.0
		80	85.0	97.5	100.0	100.0	100.0	100.0
		100	97.5	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений	3.3	40	27.8	42.4	69.4	74.3	81.3	85.4
		60	53.5	67.4	81.3	92.4	97.9	100.0
		80	80.6	88.9	95.1	99.3	100.0	100.0
		100	75.0	84.7	100.0	100.0	100.0	100.0
смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений: Салюкинское месторождение 75:25	4.04	40	26.2	41.1	59.2	67.8	72.2	76.2
		60	48.4	59.2	70.0	77.8	81.6	84.3
		80	65.7	75.1	87.3	95.9	98.4	100.0
		100	65.1	87.6	98.1	100.0	100.0	100.0
Вход на УПН «Баган»: Макарихинское месторождение 75:25	4.45	40	50.0	69.0	83.3	88.1	92.9	92.9
		60	54.8	73.8	85.7	90.5	92.9	95.2
		80	76.2	76.2	90.5	90.5	97.6	97.6
		100	78.6	83.3	90.5	97.6	100.0	100.0
смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений: Салюкинское месторождение 50:50	4.78	40	12.7	26.2	48.1	57.7	63.8	68.5
		60	40.0	57.3	67.3	72.3	75.8	78.5
		80	78.8	78.8	82.7	86.5	90.4	93.1
		100	72.7	85.4	92.3	98.1	100.0	100.0
смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений: Макарихинского месторождения 75:25	4.825	40	2.6	3.9	6.5	11.6	36.1	40.0
		60	2.6	3.9	11.6	23.2	40.0	43.9
		80	2.6	6.5	54.2	68.4	69.7	69.7
		100	2.6	9.0	65.8	80.0	92.0	100.0
смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений: Салюкинское месторождение 25:75	5.52	40	9.5	18.4	35.6	49.2	54.0	59.7
		60	22.5	32.7	59.7	66.7	71.4	74.0
		80	71.4	79.4	83.2	85.7	87.3	91.1
		100	71.4	81.0	88.6	93.7	96.8	99.4
Салюкинское месторождение	6.26	40	5.3	7.9	11.2	17.6	20.6	29.4
		60	5.9	13.2	32.9	52.9	58.8	64.7
		80	30.3	60.9	72.9	76.5	80.9	83.8
		100	30.3	61.8	77.6	85.3	92.6	98.5
смесь Хасырейского и Нядейюского месторождений: Макарихинского месторождения 50:50	6.35	40	1.0	3.0	10.1	18.1	21.1	23.1
		60	2.0	5.0	12.1	26.1	38.2	42.2
		80	4.0	20.1	48.2	55.3	61.3	67.3
		100	4.0	49.2	61.3	71.4	77.4	88.4
Макарихинское месторождение	9.4	40	0.8	0.8	1.6	3.3	4.9	6.6
		60	0.8	1.6	3.3	4.1	5.7	7.4
		80	0.8	1.6	5.7	7.4	8.2	10.7
		100	0.8	1.6	6.6	8.2	9.8	14.8

По результатам проведенных опытов были построены графики, показывающие количество выделенной воды для заданных температур и доз деэмульгатора (см. рис. 2–9).

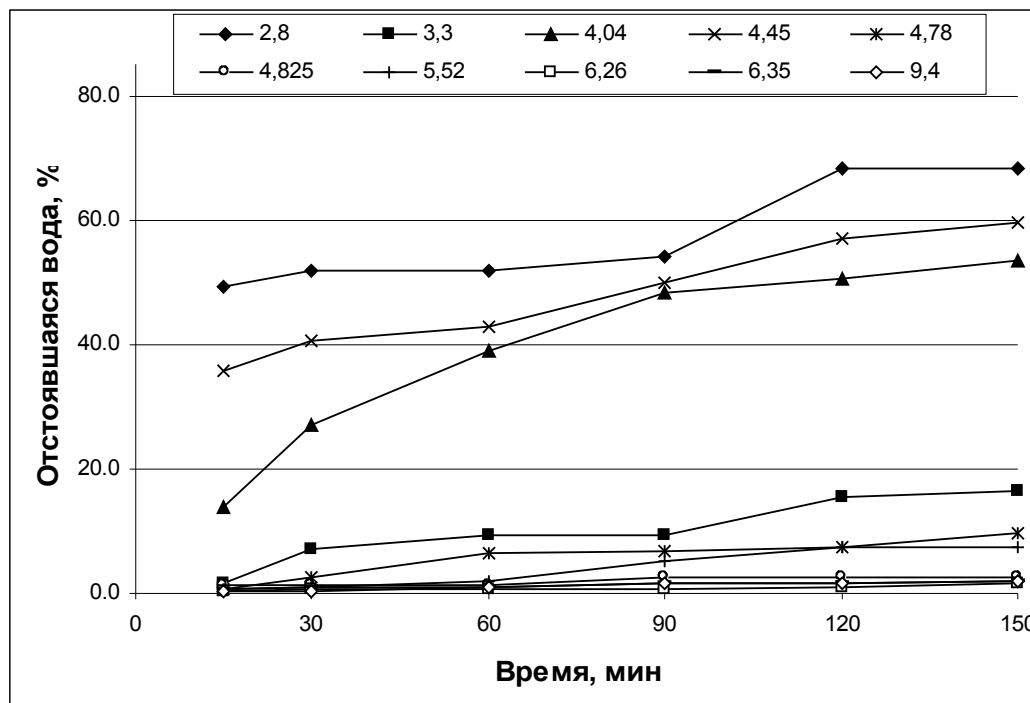


Рисунок 2. Изотермы термохимического обезвоживания.
Температура проведения опыта 40°С, дозировка деэмульгатора 40 г/т

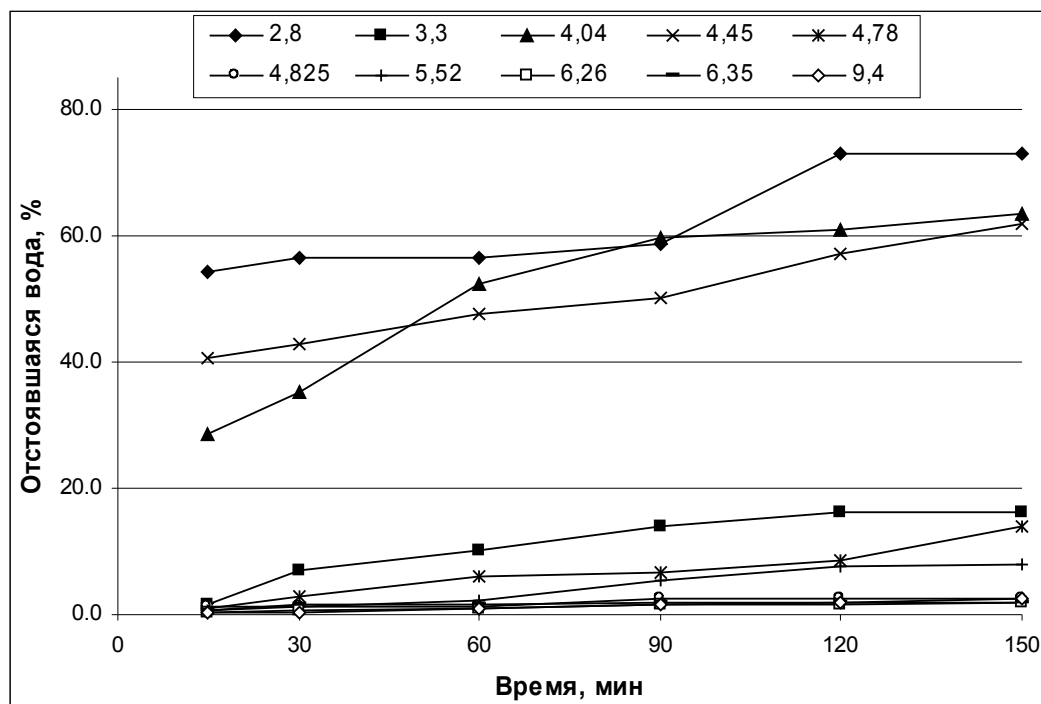


Рисунок 3. Изотермы термохимического обезвоживания.
Температура проведения опыта 40 °С, дозировка деэмульгатора 60 г/т

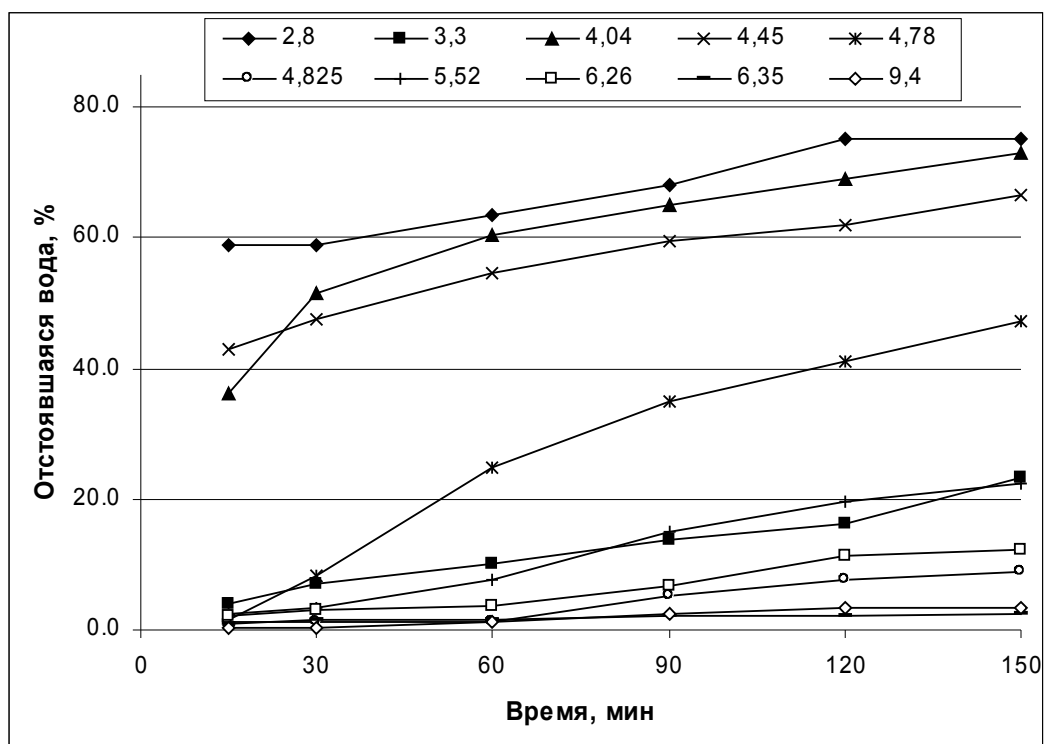


Рисунок 4. Изотермы термохимического обезвоживания.
Температура проведения опыта 40 °С, дозировка деэмульгатора 80 г/т

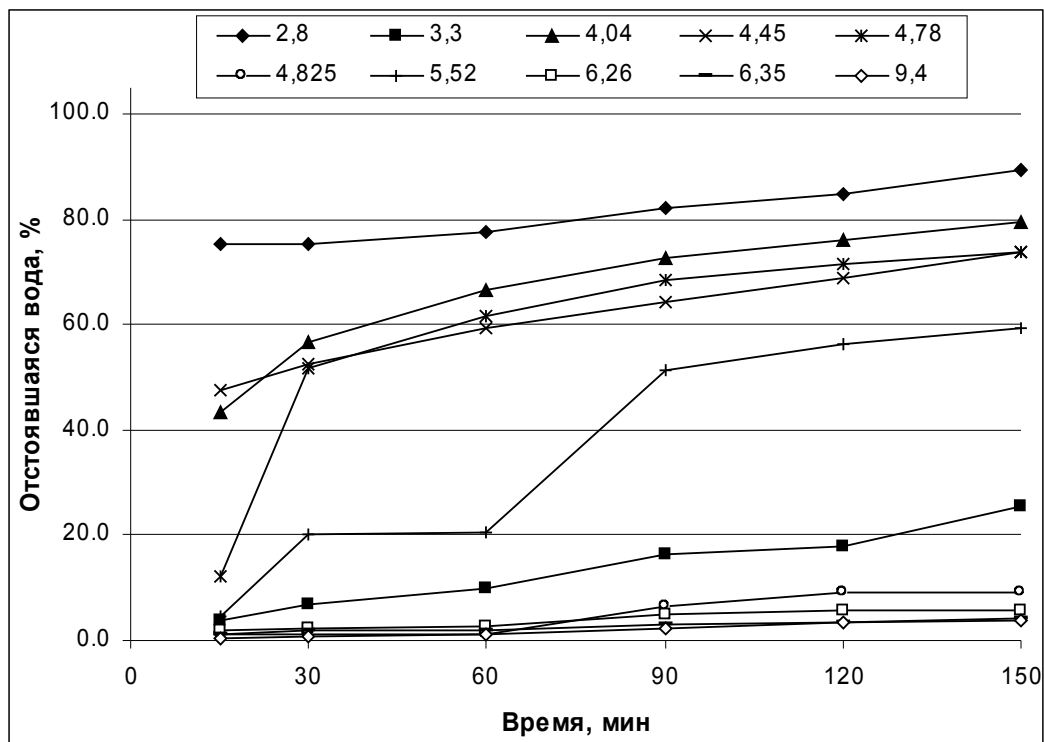


Рисунок 5. Изотермы термохимического обезвоживания.
Температура проведения опыта 40 °С, дозировка деэмульгатора 100 г/т

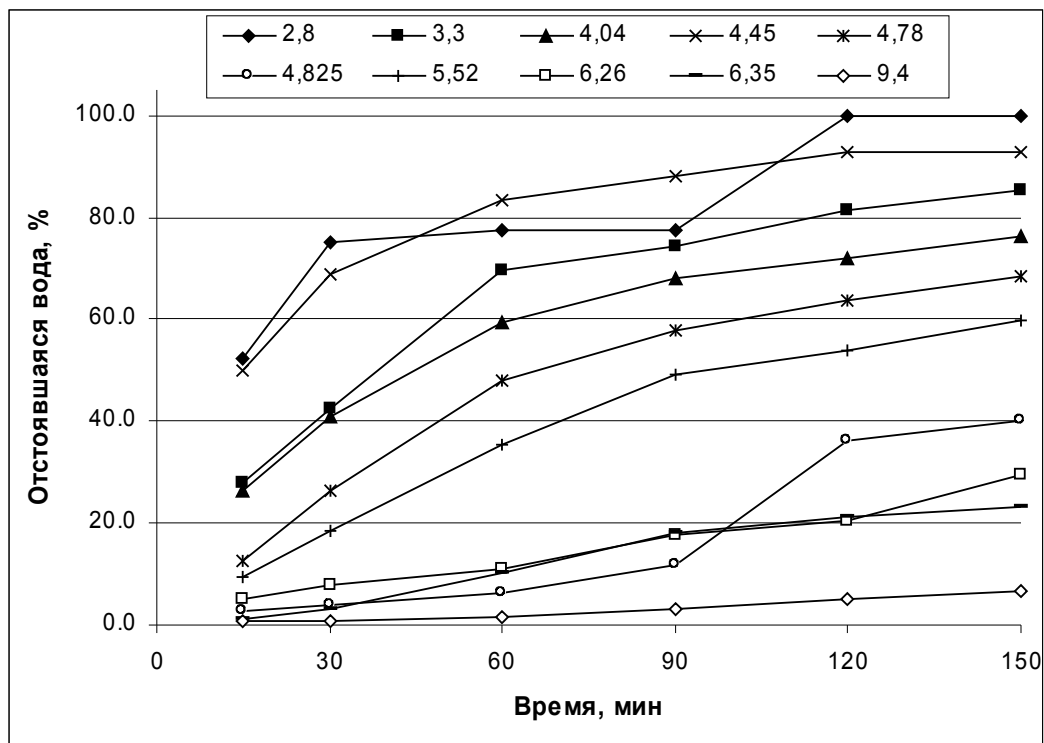


Рисунок 6. Изотермы термохимического обезвоживания.
Температура проведения опыта 60 °С, дозировка деэмульгатора 40 г/т

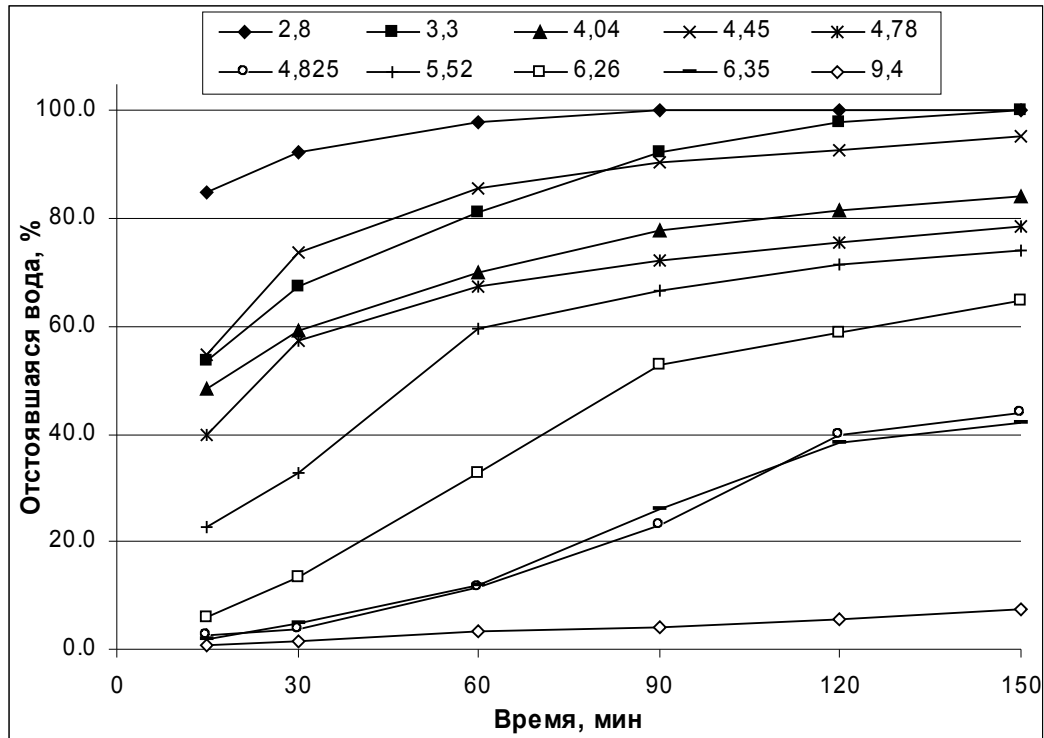


Рисунок 7. Изотермы термохимического обезвоживания.
Температура проведения опыта 60 °С, дозировка деэмульгатора 60 г/т

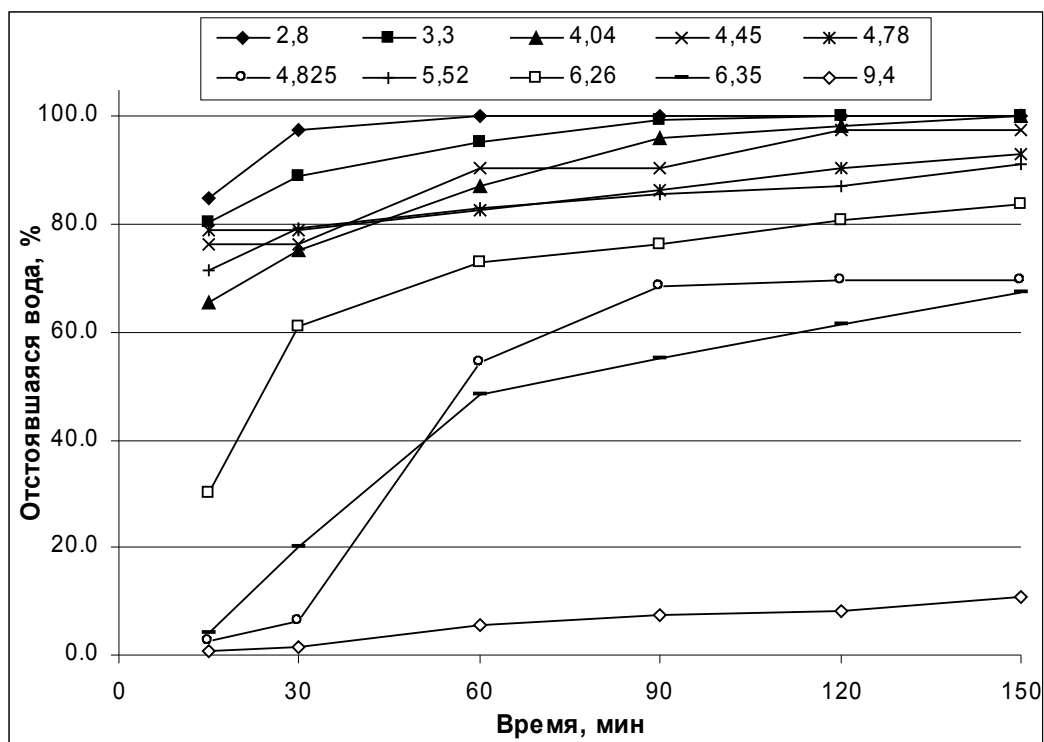


Рисунок 8. Изотермы термохимического обезвоживания.
Температура проведения опыта 60 °С, дозировка деэмульгатора 80 г/т

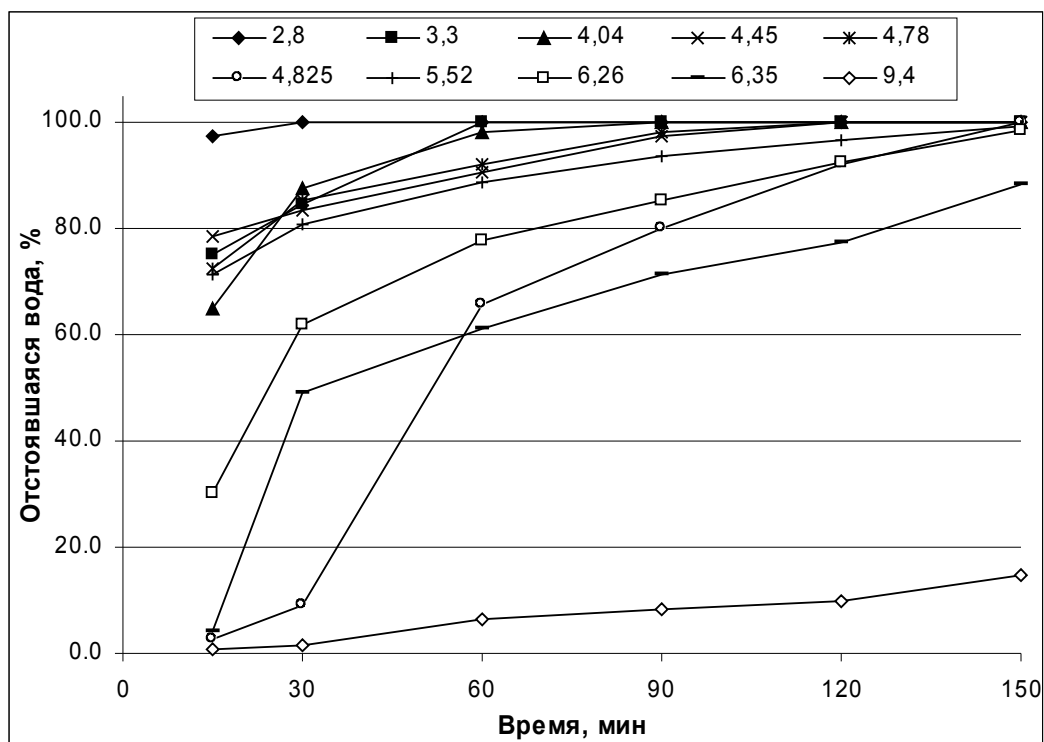


Рисунок 9. Изотермы термохимического обезвоживания.
Температура проведения опыта 60° С, дозировка деэмульгатора 100 г/т

Из рис. 2–5 видно, что линии выделения воды на графиках расположились в хаотичном порядке относительно содержания асфальтенов в водонефтяной эмульсии. Это связано, как показал Г.Н. Позднышев [1], с влиянием на стабилизацию эмульсии высокоплавких парафиновых углеводородов. При температуре 60 °С высокоплавкие парафиновые углеводороды описываемых месторождений находятся в расплавленном состоянии, тем самым не оказывая существенного влияния на стабильность эмульсии, что было подтверждено второй частью опыта. Если обратить внимание на рис. 6–9, можно увидеть четкую зависимость, между содержанием в водонефтяной смеси асфальтенов и количеством выделившейся воды, особенно по истечении 60 минут.

Получив достаточно полную картину о поведении рассматриваемых нефтяных эмульсий в процессе их разделения на нефть и воду во времени, было выполнено математическое моделирование при помощи алгоритма метода группового учета аргументов (МГУА) [2]. Используемый алгоритм МГУА позволяет построить математическую модель в виде полиномов, который основан на многорядной селекции или самоорганизации моделей. Коренное отличие МГУА от детерминистических методов состоит в том, что программе задается не одна или две, а множество самых разных математических моделей, а также критерий выбора или селекции этих моделей. Далее программа сама осуществляет полный перебор всех возможных моделей на предмет соответствия экспериментальным данным и при помощи заданного критерия селекции определяет, какие модели следует включить в уравнение, а какие отбросить. Программа сама осуществляет оптимизацию модели, вводя в нее наиболее подходящие члены, подсчитывает конечный критерий качества построенной модели – коэффициент корреляции.

Расчет производится в следующей последовательности.

1. Все исходные массивы нормируются, т.е. для каждого массива находится максимальное значение и все элементы массива делятся на него.
2. Экспериментальные точки переставляются в порядке возрастания отклонения от среднего выходной величины.
3. После этого все точки с нечетными номерами переносятся в первую половину, с четными – во вторую, таким образом, вся выборка разбивается на две

равные части, которые далее используются как обучающая и проверочная последовательности.

4. Далее идет формирование мультипликативных моделей. Каждая такая модель представляет собой произведение нескольких входных переменных, в различных сочетаниях, в разных целых степенях, в числителе или знаменателе, или одну переменную в некоторой степени. В процессе последовательного усложнения мультипликативных моделей программа пытается улучшить каждую мультипликацию путем ее наращивания, т.е. домножения или деления ее на каждую входную переменную, оценивая при этом качество обновленной мультипликации. Если качество повышается, то мультипликация запоминается в новом виде, если нет – остается без изменения. Критерием качества мультипликативной модели служит при этом минимум среднеквадратичной погрешности модели, при этом коэффициенты модели подсчитываются по одной половине выборки, а отклонение расчетной величины от исходно заданной - по другой. По мере наращивания модели количество сомножителей в ней постепенно возрастает, но до определенного предела – максимального числа сомножителей мультипликации, задаваемого в исходных данных. Ограничено также максимальное количество различных мультипликативных моделей - оно задается в исходных данных как «степень свободы». Увеличение этих параметров может в какой-то мере улучшить качество получаемой математической модели. После того как программа завершает один проход по всему множеству мультипликативных моделей (один ряд селекции), она сообщает количество улучшенных мультипликаций и коэффициент корреляции для наилучшей модели – «теснота критериальной связи». Дальше начинается новый проход. Количество улучшенных мультипликаций колеблется, но потом неизбежно уменьшается, и когда оно доходит до нуля, процесс прекращается.

5. После завершения процесса формирования мультипликаций начинается следующий важный этап расчета - аддитивное включение их в модель. Сначала выбирается первая переменная. Производится последовательный просмотр всех мультипликаций и выбирается наилучшая по критерию, описанному выше. Выбранная переменная включается в модель с соответствующим коэффициентом. Так как расчет производится по двум половинам выборки (по одной – подсчет коэффициентов, по другой – оценка погрешности модели), то в результате

получается два уравнения связи, с коэффициентами достаточно близкими, но, как правило, не равными в точности друг другу. Далее таким же образом вводятся вторая, третья и т.д. переменные из числа ранее не включенных мультипликаций, до тех пор, пока происходит улучшение качества моделей. Число вводимых переменных также ограничено величиной «максимальное количество аддитивных членов модели», задаваемой в исходных данных, однако обычно этот предел не достигается, т.к. после ввода максимум 5-6 переменных дальнейшее улучшение модели становится почти невозможным и процесс прекращается.

6. По окончании ввода переменных программа распечатывает обе модели, рассчитывает среднюю ошибку, т.е. среднеквадратичную погрешность, и коэффициент корреляции для каждой модели.

Программе были заданы три входные переменные: А – содержание в водонефтяной эмульсии асфальтенов, %; Д – количество дозируемого деэмульгатора на тонну чистой нефти, г/т; t – время отстаивания водонефтяной эмульсии, мин; и выходное значение у – количество выделенной воды (табл. 4). В результате была получена следующая математическая модель, описывающая проведенные лабораторные опыты при температуре 60 °С:

$$y = 100 \cdot \left(\begin{array}{l} 2,877585 \cdot \frac{1}{A^2} + 3,35303 \cdot 10^{-5} \cdot D^2 + 1,60878 \cdot 10^{-5} \cdot t^2 - 9,75263 \cdot 10^{-3} \cdot A^2 + \\ + 0,61324 - 60,11902 \cdot \frac{1}{t^2} - 2,04833 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{t^2 \cdot D^2}{A^2} - 353,36549 \cdot \frac{1}{D^2} + \\ + 2596,84620 \cdot \frac{A^2}{t^2 \cdot D^2} \end{array} \right) \quad (1)$$

$K_{\text{корреляции}} = 0,882.$

Полученная модель имеет достаточную сходимость, о чем говорит коэффициент корреляции. Воспользуемся данной моделью для решения конкретной задачи: прогнозирование технологических показателей подготовки нефти в зависимости от свойств продукции, поступающей на УПН «Баган». Для решения поставленной задачи необходимо задать следующие данные: процент выделившейся воды, время отстоя и числовым диапазоном, в котором будет проходить изменение процентного содержания асфальтенов в водонефтяной смеси.

Процент выделившейся воды и время отстоя возьмем по данным работы

УПН «Баган»: водонефтяная эмульсия отстаивается в течение 63 минут, при этом остаточная обводненность после отстоя равна 0,1 %. Из расчетных данных (см. рис. 1а) имеем, что количество содержания асфальтенов в водонефтяной смеси, поступающей на УПН «Баган» за 5 лет в период 2007 – 2011 гг., возрастет с 2,96 до 4,05 %.

Решим трансцендентное уравнение для заданных условий:

$$f(D, A) = y - 100 \cdot \left(\begin{aligned} &2,877585 \cdot \frac{1}{A^2} + 3,35303 \cdot 10^{-5} \cdot D^2 + 1,60878 \cdot 10^{-5} \cdot t^2 - 9,75263 \cdot 10^{-3} \cdot A^2 + \\ &+ 0,61324 - 60,11902 \cdot \frac{1}{t^2} - 2,04833 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{t^2 \cdot D^2}{A^2} - 353,36549 \frac{1}{D^2} + \\ &+ 2596,84620 \cdot \frac{A^2}{t^2 \cdot D^2} \end{aligned} \right)$$

Полученный результат представлен на рис. 10 и в табл. 5.

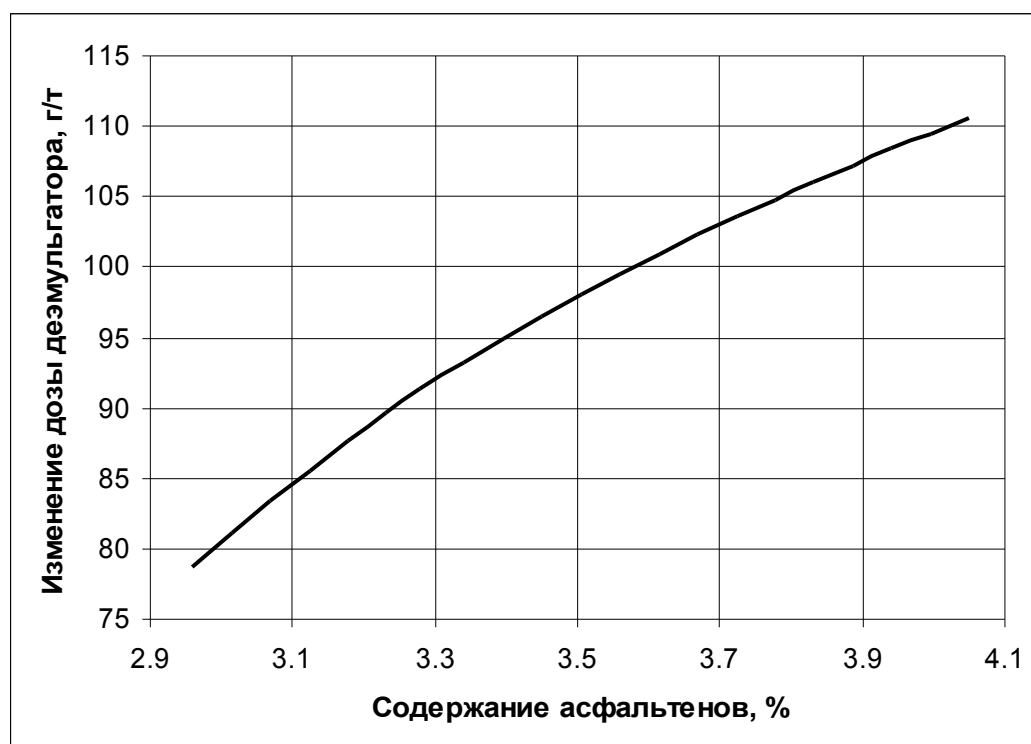


Рисунок 10. Прогноз изменения количества дозируемого деэмульгатора на тонну товарной нефти, поступающей на УПН «Баган», на 2007–2011 гг.

Таблица 5

Прогнозные значения количества дозируемого деэмульгатора на тонну товарной нефти, поступающей на УПН «Баган» на 2007–2011 гг.

Содержание асфальтенов, %	Доза деэмульгатора на тонну товарной нефти, поступающей на УПН «Баган», г/т
2,960	78,7
3,014	81,1
3,069	83,4
3,123	85,6
3,178	87,7
3,232	89,6
3,278	91,4
3,341	93,2
3,396	94,9
3,450	96,5
3,505	98,0
3,559	99,5
3,614	100,9
3,668	102,3
3,723	103,6
3,777	104,8
3,832	106,1
3,886	107,2
3,941	108,4
3,995	109,5
4,050	110,6

Из полученных результатов следует, что в течение 2007–2011 гг. количество дозируемого деэмульгатора на тонну подготавливаемой продукции, поступающей на УПН «Баган» увеличится на 40,5% (31,9 г/т) с 78,7 до 110,6 г/т.

В настоящее время на УПН «Баган» деэмульгатор дозируется с расходом 65 г/т, что на 21,1 % (13,7 г/т) ниже расчетного значения. Такое расхождение полученного результата с фактическим можно объяснить несколькими причинами:

1. Погрешность модели.
2. Наилучшим распределением деэмульгатора в условиях УПН.
3. В промысловых условиях степень дисперсности асфальтенов меньше, чем в дегазированной нефти. Это было экспериментально подтверждено В.В. Девликамовым и др. [3]. На рисунках 11 и 12 показана зависимость коэффициента светопоглощения двух образцов Туймазинской нефти от содержания растворенных газов [4]. Возрастание коэффициента светопоглощения при

дегазации нефти отражает увеличение степени дисперсности асфальтенов.

Увеличение степени дисперсности асфальтенов способствует образованию более устойчивых водонефтяных эмульсий.

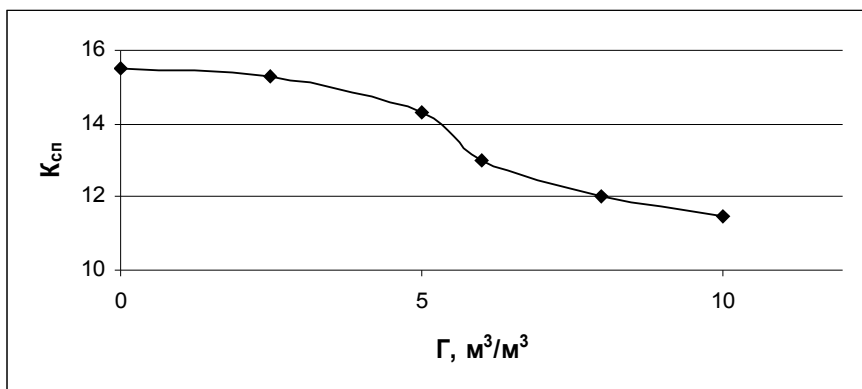


Рисунок 11. Влияние газосодержания (Г) на коэффициент светопоглощения (K_{сп}) нефти. Скв. 851 Туймазанского месторождения [3]

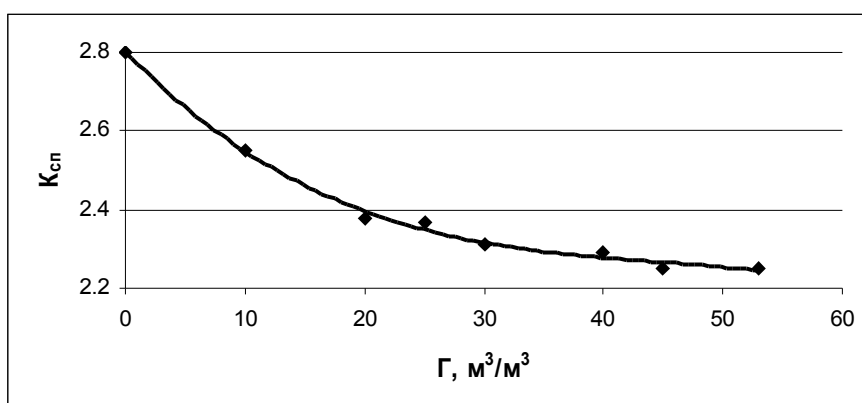


Рисунок 12. Влияние газосодержания (Г) на коэффициент светопоглощения (K_{сп}) нефти. Скв. 332 Туймазанского месторождения [3]

Во время выполнения данной работы была получена линейная зависимость между процентным содержанием асфальтенов в нефти и ее плотностью (см. табл. 1 и рис. 13).

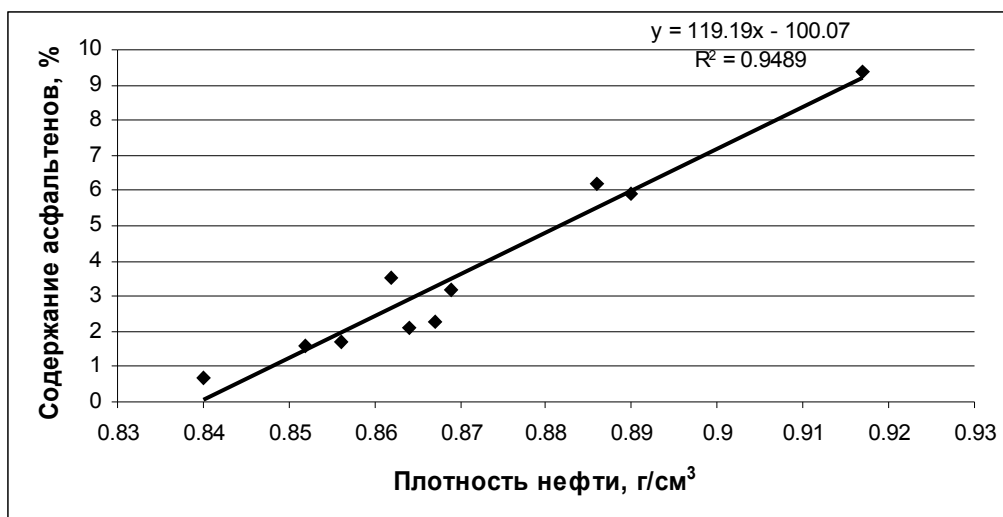


Рисунок 13. Линейная зависимость между содержанием асфальтенов и плотностью нефти

Выведена следующая формула (величина достоверности аппроксимации равна 0,949):

$$A = 119,19 \cdot \rho_n^{20} - 100,07.$$

Такая зависимость позволит работать с полученной моделью (1) непосредственно в промысловых условиях, т.к. отпадает необходимость в долгосрочном определении содержания асфальтенов в нефтяной смеси лабораторным путем. Будет достаточно произвести измерение плотности нефти и по полученной формуле определить содержание в ней асфальтенов.

Литература

1. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М.: Недра, 1982. – 221 с.
2. Принятие решений на основе самоорганизации/А.Г.Ивахненко, Ю.П.Зайченко, В.Д.Димитров и др. – М.: Сов. радио, 1976. – 280 с.
3. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Карибов М.М. Аномальные нефти – М.: Недра, 1975. – 168 с.
4. Гани Х.Ф. Физико-химические факторы образования и разрушения водонефтяных эмульсий: Дисс. канд. техн. наук. – М., 1976. – 319 с.