

6. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин часть I. Москва, 2011. – 234 с.  
7. Летова Т.А., Пантелеев А.В. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.

**КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ СОСТАВОМ  
И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»**  
**Нгуен Бао Тоан**

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В настоящее время более половины добывающего фонда скважин месторождения «Белый Тигр» (Вьетнам) составляют малодобитные скважины с низкой продуктивностью, эксплуатация которых осуществляется технологией периодического газлифта. Одним из основных факторов, осложняющих эксплуатацию скважин, является отложение асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ) на поверхности внутрискважинного оборудования, что приводит к снижению межремонтного периода работы, эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин.

Изменение термодинамических условий пластов, зависящее от применения методов повышения нефтеотдачи (ГРП, закачка газа, закачка реагентов) – это основная причина снижения устойчивости структурных образований нефти – парафинов и асфальтенов [1]. Поэтому изучение состава и свойств извлекаемой нефти, которые представляются как факторы образования АСПО, являются важной исследовательской задачей. Кроме этого, определение свойств и состава нефти играет большую роль при выборе технологий систем сбора и подготовки.

Цель работы: обработка данных по свойствам нефти статистическим методом для выявления взаимосвязей между физико-химическими свойствами нефти.

Объектами исследования были нефти месторождения «Белый Тигр». Исходные данные были приняты из работы Бадикова и др. [2].

*Таблица 1*

*Свойства нефти месторождения «Белый Тигр»*

Номер скважины	700	193	42	605	816	809	76	1102	1003	708
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,830	0,834	0,866	0,825	0,865	0,835	0,852	0,827	0,829	0,826
Содержание солей NaCl, мг/л	566,3	549,5	470	-	40,3	6,4	9,0	0	63,3	-
Содержание мех. примесей, % мас.	0,028	0,050	0,040	0,040	0,020	0,020	0,030	0,030	0,011	0,019
Вязкость (50 <sup>0</sup> С), сСт	5,28	5,96	11,67	4,07	11,86	6,34	9,13	4,81	5,42	4,82
Содержание серы, % мас.	0,022	0,022	0,088	-	-	0,024	0,026	-	0,025	0,032
Содержание парафина, % мас.	22,05	25,01	18,90	-	18,47	24,84	28,65	23,54	23,69	20,80
Сумма смол и асфальтенов, % мас.	2,32	2,10	12,96	-	10,15	1,73	1,54	1,13	1,33	2,40
Содержание кокса, % мас.	0,69	0,63	2,84	0,63	2,70	0,50	0,66	0,29	0,35	0,69
Температура начала кипения, <sup>0</sup> С	80	104	73	100	88	102	110	70	92	77

*Таблица 2*

*Коэффициенты парной корреляции состава и свойства нефтей*

Показатель	1	2	3	4	5	6	7	8
1. Плотность, г/см <sup>3</sup>	1							
2. Содержание солей NaCl, мг/л	0,00	1						
3. Содержание мех. примесей, % мас.	0,10	0,67	1					
4. Вязкость (50 <sup>0</sup> С), сСт	<b>1,00</b>	-0,04	0,04	1				
5. Содержание серы, % мас.	<b>0,79</b>	0,29	0,32	<b>0,81</b>	1			
6. Содержание парафина, % мас.	-0,35	-0,27	0,12	-0,38	-0,65	1		
7. Сумма смол и асфальтенов, % мас.	<b>0,86</b>	0,23	0,20	<b>0,86</b>	0,99	<b>-0,75</b>	1	
8. Содержание кокса, % мас.	<b>0,88</b>	0,19	0,12	<b>0,88</b>	0,98	-0,73	<b>0,99</b>	1

По физическим свойствам нефти являются легкими, маловязкими, высокопарафинистыми и малосернистыми.

С помощью *Анализа данных* (Excel), рассчитываем коэффициенты парной корреляции, через которые можно определить тесноту связи между свойствами нефти [3]. Результаты показаны в таблице 2.

Согласно данным статистического анализа, плотность добываемой нефти месторождения «Белый Тигр» сильно зависит от содержания серы ( $R=0,79$ ), содержания смол и асфальтенов ( $R=0,86$ ): с ростом содержания этих компонентов плотность нефти увеличивается. Очевидно, что существует тесная корреляция между такими свойствами нефти, как плотность и вязкость ( $R=1$ ).

Корреляционная зависимость между суммой смол и асфальтенов и выходом кокса (в процессах переработки) очень сильная ( $R=0,99$ ). Это можно объяснить тем, что асфальтены подвергают окислению до кислот, превращают в кокс и гудрон или, другими словами, асфальтены вносят основной вклад в образование кокса.

Далее используем Excel для расчета и построения эмпирической зависимости между параметрами, для которых имеется хорошая корреляционная связь.

Таблица 3

Эмпирические зависимости параметров состава и свойств нефти

Эмпирическая зависимость	Значения $R^2$
$\mu = -0,0161x_{асф+смол}^2 + 0,7865x_{асф+смол} + 4,6677$	0,7482
$\mu = 2061x_{серы}^2 - 145,49x_{серы} + 8,4934$	0,6817
$\mu = 0,0055\rho + 0,8004$	0,9943
$\rho = 0,0032x_{асф+смол} + 0,8278$	0,7316
$\rho = 14,726x_{серы}^2 - 1,1676x_{серы} + 0,8541$	0,6639
$x_{парафин} = 25,779x_{асф+смол}^{-0,132}$	0,6649

Из таблицы 3 видно, что наибольшей величиной достоверности аппроксимации характеризуется степенная функция, описывающая зависимость плотности нефти от вязкости. Меньшей достоверностью обладают зависимости вязкости и плотности от содержания смолисто-асфальтенов в нефти. Наименее достоверными являются зависимости вязкости и плотности от содержания серы и зависимость содержания парафина от содержания смолистоасфальтеновых веществ в нефти (рисунок).

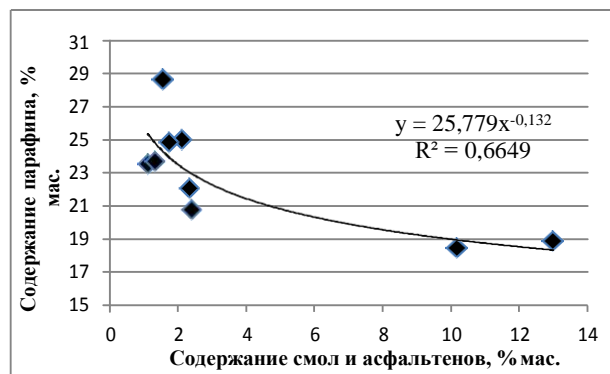


Рис.1 Зависимость содержания парафина от содержания смол и асфальтенов в нефти

Экспериментальные результаты, представленные на рисунке 1, показывают, что с увеличением количества смол и асфальтенов в нефти содержание парафинов уменьшается, что будет влиять на компонентный состав отложений в разных скважинах. Известно, что присутствие смол делает отложения более плотными и прочно удерживающимися на металлической поверхности. Это повлияет, в свою очередь, на процесс очистки скважины от отложений.

Выявленные взаимосвязи в совокупности с данными по свойствам и составу отложений необходимо учитывать при выборе способов предотвращения и удаления АСПО, чтобы оптимизировать процесс эксплуатации скважин.

## Литература

1. Устойчивость нефтей к выпадению асфальтенов / Н.А. Аббакумова, Д.Н. Борисов, Л.М. Петрова и др. // Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 9. – С. 580 – 583.
2. Состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах / Ф.И. Бадиков, В.П. Выговской, Н.Ч.

Нгаи, Ю.В. Савиных // Химия нефти и газа: Материалы IV международной конференции – Томск: СТТ, 2000. – Т.1. – С. 576 – 580.

### ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»

О.В. Новгородов, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н.М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ООО «РН-Юганскнефтегаз» – крупнейшее нефтедобывающее предприятие НК «Роснефть». Основная часть доказанных запасов Юганскнефтегаза (84%) сосредоточена на Приобском, Мамонтовском, Малобалькском и Приразломном месторождениях. Приобское и Приразломное месторождения являются сравнительно новыми. Они отличаются низкой степенью выработанности запасов, и их разработка осуществляется с использованием наиболее современных и эффективных методов [3].

Электроснабжение объектов месторождения осуществляется от подстанции Шубинской, структурная схема которой представлена на рисунке 1.

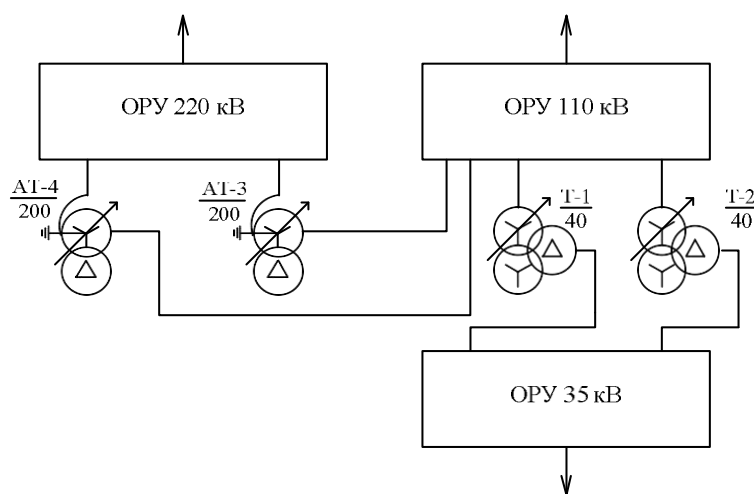


Рис. 1 Структурная схема подстанции

В состав подстанции входят следующие элементы:

- открытые распределительные устройства: ОРУ 220 кВ, ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ;
- силовые автотрансформаторы: АТ-3 и АТ-4;
- силовые трансформаторы: Т-1 и Т-2.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы предназначены для преобразования одной системы переменного напряжения и тока в другую систему переменного напряжения и тока посредством электромагнитной индукции.

На подстанции установлены автотрансформаторы типа АТДЦТН-200000/220; в обозначении типа автотрансформатора: А - автотрансформатор; Т – трехфазный; ДЦ - охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха с ненаправленным потоком масла; Т – трехобмоточный; Н – регулирование напряжения под нагрузкой; 200000 – номинальная мощность, киловольт-ампер (кВ\*А); 220 – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ.

Известные следующие режимы работы автотрансформаторов: трансформаторные, автотрансформаторные, комбинированные. Для подстанции Шубинской электроэнергия передается со стороны высшего напряжения автотрансформатора на сторону среднего напряжения – в этом случае оборудование работает в автотрансформаторном режиме [2].

Связь между ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ осуществляется с помощью двух силовых трансформаторов типа ТДТН – 40000/110, где в типе оборудования: Т – трехфазный; Д – масляный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха; Т – трехобмоточный; Н – регулирование напряжения под нагрузкой; 40000 – номинальная мощность, киловольт-ампер (кВ\*А); 110 – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ [2].

Распределительное устройство – это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электроэнергии на одном классе напряжения. Состав оборудования распределительных устройств: электрические аппараты и соединяющие их гибкие или жесткие токоведущие части – шины. Основные электрические аппараты подстанции Шубинская: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Выключатель - это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения