

БИБЛИОТЕКА ЧЕБОКСАРСКОГО ИНСТИТУТА

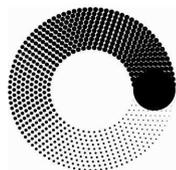
МОСКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В РОССИИ



**СБОРНИК
НАУЧНЫХ ТРУДОВ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
МОСКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
Чебоксарский институт (филиал)



**МОСКОВСКИЙ
ПОЛИТЕХ**

Чебоксарский институт

Развитие нефтегазовой отрасли в России

Сборник научных трудов

Чебоксары 2019

УДК 622.011
ББК 33.36

Редакционная коллегия:

Агафонов А.В., к.б.н., доцент, директор филиала
Чегулов В.В., к.т.н., доцент, заместитель директора филиала по научной работе и ДПО
Малюткина Н.С., заместитель директора филиала по учебной и воспитательной работе
Тогузов С.А., начальник отдела научных, инновационных и проектных дел
Лисова Т.Ю., заведующая библиотекой

Развитие нефтегазовой отрасли в России:

Р 17 сборник научных трудов. Под общ. ред. А.В. Агафонова. - Чебоксары: Политех, 2019. - 177 с.

В сборник включены статьи работников Чебоксарского института (филиала) Московского политехнического университета, посвященные проблемам развития нефтегазовой отрасли. Рассматриваются вопросы теории и практики, способы решения прикладных задач, технические аспекты, связанные с деятельностью нефтегазового комплекса, а также проблемы экономики этой деятельности, правового регулирования, обучения и воспитания специалистов в вузе.

УДК 622.011
ББК 33.36

Издается в авторской редакции.
Все права на использование принадлежат авторам.

© Политех, 2019
© Новое время, 2019

УДК 553.98.045

Нефтегазоносность территории Чувашии

Иванов А.Ф., к.г.-м.н., доцент
iaf1956@mail.ru

В результате анализа материалов нефтепоисковых работ в Чувашии и сопредельных регионов рассмотрена перспектива нефтегазоности Чувашии.

Oil and gas potential of the territory of Chuvashia

As a result of the analysis of materials of oil prospecting works in Chuvashia and adjacent regions the prospect of oil and gas content of Chuvashia is considered.

Бурение скважин на нефть на территории Чувашии проводилось в 1951-1954 гг., было пробурено 12 скважин (5 на Марпосадском участке, 3 – на Урмарском и по одной около гг. Козловки, Канаша, Алатыря и с. Порецкого). В результате поисковых работ было изучено строение фундамента северной части Токмовского свода, получены новые данные геологического строения, выявлены локальные слабо рельефно выраженные структуры с амплитудой около 30 м, но признаки нефти обнаружены не были [1-5].

В 1994-1998 гг. были выполнены региональные геолого-геофизические работы и пробурена одна поисковая скважина глубиной 1707 м в Янтиковском районе. В результате проведенных исследований залежи нефти не выявлены [6].

В настоящее время перспективы нефтегазоносности Чувашии рассматриваются попутно, как граничащие с запада с Волго-Уральской нефтегазоносной провинцией. На сопредельных территориях Нижегородской, Кировской, Ульяновской области и Республики Татарстан нефть встречается в толще осадочных пород от среднего девона до карбона.

На основе системного подхода к изучению геологии и нефтегазоносности региона обобщены данные по геологии, геофизике и геохимии нефтепоисковых работ Чувашии и сопредельных территорий.

Из анализа материалов поисковых работ на нефть, интерпретации данных микропросачивания углеводородов из ловушек в вышележащие пласты, по раз-

личным структурно-тектоническим, структурно-геоморфологическим, геофизическим и геохимическим критериям, косвенным признакам выявления нефти, картам распределения углеводородов в приземной атмосфере, распределения зон повышенной геодинамической активности, отражения нефтегазоперспективных объектов, выделенных по комплексным данным в углеводородном поле масштабов 1:1000000 перспективными в нефтегазоносном отношении (полупромышленные и непромышленные притоки нефти) могут быть следующие структуры: Карлинская - в 1,0 км ЮЗ д. Нов. Арланово; Аликовская - на юго-западной окраине д. Кораки; Порецкая - в 5,5 км юго-западнее с. Порецкое, в междуречье Елховка и Меня; Шоршельская - на СЗ окраине д. Ронги.

Вероятно, определенно перспективными можно считать нижнекаменноугольные, верхнедевонские и вендские отложения. Площади нефтеносности мелкие около 3-6 км². Удельный вес вероятных залежей высоковязких, смолистых и высокосмолистых нефтей (тяжелая нефть) будет составлять свыше 0,9 г/см³ [7].

Гипотетически нефтепроявления возможны на Ибресинской, Раскильдинской и Кунарской площадях. Поиски нефти на Турмышской, в районе гг. Марпосад, Козловка и других структурах будут, вероятно, бесперспективными.

Весьма вероятно, что недра Чувашии отделены от основных нефтеносных структур России сбросами на телах структурных геологических систем, и они являются экранирующими и запирают запасы нефти на многочисленных структурно-тектонических и литологических барьерах сопредельных территорий.

Территория Чувашии отделена от основных нефтеносных структур с трех сторон древними региональными линеамантными зонами: с севера Горьковско-Кильмезской линеаментной зоной (древнее русло реки Волга), с востока Ульяновско-Йошкар-Олинская линеаментная зона и с запада Сурский прогиб (разлом).

Для выявления не больших запасов нефти в Чувашии первоочередными задачами будут изучение структур горизонтального сдвига и сдвиговой тектоники фундамента недр.

Резюмируя изложенное, отметим об экономической нецелесообразности проведения нефтепоисковых работ в настоящее время и возможности возобновления поисков нефти лет через 30 на новом технико-методическом уровне, с помощью новых нанотехнологий и модернизации поисковых работ.

Библиография

1. Арчиков, Е.И. Природные и экологические предпосылки добычи нефти на территории Чувашии / Е.И. Арчиков - // Сб. докл. НПК к 100-летию И.К. Илларионова. - Чебоксары: Макс, 1998. - С. 13-15.
2. Васильев, И.В. Новые данные по тектонике чувашского фрагмента Токмовского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / И.В. Васильев. – Саратов: Геология, 2004. - С. 37-44.
3. Давыдов, Р.Б. Новая перспективная Сурско-Хоперская нефтеносная область / Р.Б. Давыдов – Саратов: Недра Поволжья и Прикаспия, 2001. - Вып. 28. - С. 35-37.
4. Лаубенбах, Е.А. Региональные воздушные исследования при поисках углеводородного сырья на территории Чувашской Республики / Е.А. Лаубенбах, А.Г. Горелов, М.С. Рахимов, И.В. Васильев, Ю.К. Фомкин – Саратов: Недра Поволжья и Прикаспия, 2001. - Вып. 25. - С. 38-46.
5. Трофимов, В.А. Перспективы нефтеносности Республики Марий Эл в свете новых данных / В.А. Трофимов, А.И. Волгина, Ч.Г. Сатаров, В.В. Бурда, В.В. Хамидуллин, А.Р. Ялалтдинов – М.: Геология нефти и газа, 2011. - № 4. - С. 15-20.
6. Фомкин, Ю.К. Нефтепоисковые исследования на территории Чувашской Республики / Ю.К. Фомкин, И.В. Васильев, М.С. Рахимов - Чебоксары: Макс, Сб. докл. НПК к 100-летию И.К. Илларионова. 1998. - С. 8-13.
7. Якуцени, С.П. Геологические условия накопления углеводородного сырья с токсическими свойствами компонентов, дис. ... д.г.-м.н. / С.П. Якуцени - М.: РГУНиГ им. И.М. Губкина, 2010. – 323 с.

Математический расчет нагрузок при вдавливании жесткого конуса в трубопровод

Кульпина Т.А., к.ф.-м.н., доцент
Kulpina21@yandex.ru

В настоящей работе рассчитываются нагрузки при вдавливании жесткого конуса в идеальнопластическое полупространство в условиях изотропии и анизотропии.

We study the introduction of hard cone into solution half-space under conditions of isotropy and anisotropy.

Определение напряженного и деформированного состояния тел вблизи отверстий, полостей и других концентраторов напряжений принадлежит к числу актуальных в машиностроении, нефтегазовом деле, строительной механике, расчете элементов конструкций, работающих в условиях предельных нагрузок.

В нефтегазовой отрасли актуальными считаются задачи устойчивости стенок скважины, разрушения забоя, прочности труб и тампонажного камня, устойчивости и центрирования бурильных и обсадных колонн.

Рассмотрим задачу определения предельных усилий при вдавливании жесткого конуса в идеальнопластическое полупространство (рис. 1). Вдавливание конуса происходит перпендикулярно поверхности [1]. Угол раствора конуса обозначим 2φ , глубину погружения - h , длину контакта поверхности конуса с пластической средой - l .

Согласно рис. 1 обозначим

$$OH = h, \quad (1)$$

$$OC = CB = l. \quad (2)$$

Из треугольника OHA :

$$OA = \frac{h}{\cos \varphi}. \quad (3)$$

Из (2) и (3) получим:

$$CA = l - \frac{h}{\cos \varphi}. \quad (4)$$

Примем угол $CBA = \chi$, угол $MCN = \mu$:

$$\mu = \frac{\pi}{2} - \chi - 2\varphi + \phi. \quad (5)$$

Обозначим

$$HN_1 = h_1, \quad (6)$$

Из (15), (16) получаем:

$$V' = V_1 = V = \frac{1}{3} \pi \operatorname{tg} \varphi (3(h + h_1) h h_1 + h_1^3), \quad (17)$$

$$V'' = \frac{1}{3} \pi a \operatorname{tg}^2 \varphi (h + h_1)^2, \quad (18)$$

$$V_{иск} = V_{полн} - V' - V'' = \frac{1}{3} \pi ((a + h_1) H B)^2 - V' - V''. \quad (19)$$

В силу баланса объемов[2]

$$V_{иск} = V. \quad (20)$$

Рассчитаем предельное давление при внедрении жесткого конуса в изотропное идеальнопластическое полупространство[3]. Граница CB свободна от напряжений. В треугольниках OCM и CNB равномерное напряженное состояние[4]. Рассмотрим область CNB

$$\tau_{rz} = 0, \varphi = \frac{\pi}{4}, d\varphi = 0. \quad (21)$$

Уравнение α -линии имеет вид

$$r + z = \text{const}. \quad (22)$$

Имеем

$$\sigma_z = 0, p = k, \sigma_r = -2k, \sigma_\theta = 0. \quad (23)$$

$$dp = 0. \quad (24)$$

В зоне MCN (рис. 1)

$$\varphi = \frac{\pi}{4} - \theta, \varphi \in \left[\frac{\pi}{4}; -\mu - \frac{\pi}{4} \right], \quad (25)$$

$$dz = dS \sin \left(\frac{\pi}{4} - \theta \right) = -R \sin \varphi d\varphi, dr = -R \cos \varphi d\varphi, r = b + R \sin \varphi, \quad (26)$$

где $b = H_1 C$.

$$dp + 2k d\varphi = k \frac{R \sin \varphi + R \cos \varphi}{b + R \sin \varphi} d\varphi. \quad (27)$$

Подставив границы в (27), имеем

$$p = k(1 + 2\mu + \pi) +$$

$$+ 2k \left(\frac{b}{\sqrt{b^2 - R^2}} \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{b^2 - R^2}}{b} \left(\frac{btg \left(\frac{\mu}{2} + \frac{\pi}{8} \right) + tg \frac{\pi}{8}}{b - btg \left(\frac{\mu}{2} + \frac{\pi}{8} \right) tg \frac{\pi}{8} + R \left(-tg \left(\frac{\mu}{2} + \frac{\pi}{8} \right) + tg \frac{\pi}{8} \right)} \right) \right) + \quad (28)$$

$$+ k \left(\mu + \frac{\pi}{4} \right) - k \ln \frac{2b - R\sqrt{2}(\sin \mu + \cos \mu)}{2b + R\sqrt{2}}$$

$$\sigma_z = -k(2 + \pi + 2\mu) + 2k \ln \frac{2r}{b+r} -$$

$$-2k \left(\frac{b}{\sqrt{b^2 - R^2}} \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{b^2 - R^2}}{b} \left(\frac{btg\left(\frac{\mu}{2} + \frac{\pi}{8}\right) + tg\frac{\pi}{8}}{b - btg\left(\frac{\mu}{2} + \frac{\pi}{8}\right)tg\frac{\pi}{8} + R\left(tg\frac{\pi}{8} - tg\left(\frac{\mu}{2} + \frac{\pi}{8}\right)\right)} \right) \right) + \quad (29)$$

$$+ k \left(\mu + \frac{\pi}{2} \right) - k \ln \frac{2b - R\sqrt{2}(\sin \mu + \cos \mu)}{2b + R\sqrt{2}}.$$

Полное усилие на единицу длины равно:

$$\sigma = \pi \sigma_z r l \sin \varphi (l + r). \quad (30)$$

Библиография

1. Генки, Г.О. О некоторых статически определимых случаях равновесия в пластических телах: Теория пластичности: Сборник статей / Г.О. Генки – М.: ИИЛ, 1948. – С. 80-101.
2. Ивлев, Д.Д. Теории предельного состояния и идеальной пластичности / Д.Д. Ивлев. – Воронеж: ВГУ, 2005. – С. 11-22.
3. Качанов, Л.М. Основы теории пластичности / Л.М. Качанов. – М.: Наука, 1969.
4. Пучков, В.М. Кандидатская диссертация / В.М. Пучков. – М.: МГУ, 1946.

Методы анализа ансамбля микроскопических частиц в продуктах горения нефтепродуктов

Леваев А.Н., к.т.н., ст. преподаватель – Политех;
Ксенофонтов С.И., к.ф.-м.н, профессор – ЧГПУ
it@polytech21.ru

Приведены результаты дисперсного анализа продуктов горения нефтепродукта. Показано, что большинство частиц имеет микронный размер и эллипсоидальную форму. Из существующих методов анализа ансамбля микроскопических частиц продуктов горения экспериментальные результаты наиболее лучше описываются распределением Розина-Раммлера.

Methods of analysis of an ensemble of microscopic particles in oil products combustion

Here are shown the results of dispersed analysis of model composition combustion products on basis of ammonium perchlorate and polybutadiene rubber with aluminium metal additive. It is found out that majority of particles has micron size and elliptic form. Of existing methods of analysis of the ensemble with addition of aluminium microscopic particles of combustion products of most closely describes the distribution of the proposed Rozin and Rammler.

В продуктах горения нефтепродуктов, содержатся множество разнообразных дисперсных частиц по химическому составу. С целью увеличения полноты сгорания топлив исследователи пытаются по продуктам сгорания подобрать наиболее оптимальный химический состав. Состояние дисперсной фазы в пламени проще всего можно изучить методом пробоотбора. Через пламя проносятся стеклянные пластины с определенной скоростью, на которые осаждаются частицы. В дальнейшем поверхность пробоотборника подвергается микроскопическому анализу.

Визуальное изучение поверхности пробоотборника с целью определения концентрации продуктов сгорания в пламени является длительным и утомительным процессом. При этом идентификация микрообъектов по размерам оказывается наиболее трудоемкой частью работы. Для ускорения анализа дисперсного состава применяются различные приборы, основанные на фотоэлектрическом методе. Они состоят из двух основных блоков: оптической части и электронного устройства. Оптическая часть формирует увеличенное изображение микрообъекта, а электронный блок включает в себя устройство получения информации об объекте, устройство обработки информации, содержащее специализированную ЭВМ и устройство выдачи данных [1, 2]. С помощью ЭВМ можно быстро определить не только средний размер микрообъектов, но и устано-

вить параметры закона распределения, наилучшим образом описывающего дисперсный состав.

Материал и методика исследований. В работе в качестве микроскопа применялся металлографический микроскоп МИМ-7 с темнопольным освещением объекта исследования. Методика регистрации подробно описано в работе [3].

Дисперсные частицы представляются светлыми объектами на темном фоне. В качестве регистрирующего прибора использовалась окулярная приставка к микроскопу с цифровой камерой фирмы «Werberg», имеющей 5 мегапиксельную ПЗС-матрицу. Размеры светочувствительного элемента матрицы равны 2,2 мкм. Оцифрованное изображение объекта вводилось ПЭВМ через USB-порт и сохранялось в bmp-формате. Программное обеспечение видеокамеры позволяло менять яркость, контрастность и цветность изображения, изменять коэффициент увеличения полученного изображения для просмотра отдельных элементов. Скорость сканирования изображения составляло 2 кадр/с. Сохраненное изображение разбивалось на отдельные элементы по числу пикселей ПЗС-матрицы и составляло 1944 строк по 2592 элемента в каждой строке. Каждый элемент имеет 256 градаций яркости в черно-белом варианте.

Полученные снимки поверхности пробоотборника обрабатывались с помощью специально созданной программы «Particle», написанной в среде «Delphi» [2]. Наиболее приемлемым для обработки является черно-белый вариант изображения. По желанию оператора может обрабатываться только часть изображения, вырезая из основного.

Измерение размеров и счет числа частиц являются центральным местом в программе «Particle». Окно-просмотрщик размерами 1×3 пикселя пробегает по отдельной строке изображения. В ходе продвижения по черному фону встречается со светлым пикселем, то есть окно-просмотрщик встречается краем изображения частицы. Обегая частицу по краю, с использованием цепного кода Фримена [1], можно создать массив о периметре и площади частицы. Оригинальный метод кодирования граничных точек контура, получивший название цепного кодирования, предложен Х. Фрименом. В его основе лежит принцип соединения между собой соседних точек прямолинейными отрезками, имеющими горизонтальное, вертикальное или диагональное расположение.

Код допускает довольно простые процедуры преобразования (поворота или перемещения на плоскости) фигуры и вычисления ее метрических характеристик (площади, высоты, длины), которые используются для контроля размеров и формы объектов. Алгоритмы вычисления площади и периметра основываются на принципах дискретной математики.

Если шаг дискретизации h равен 1, а контур анализируемой фигуры аппроксимируется многоугольником с вершинами в точках (x_i, y_i) , $i = 1, 2, \dots, n$, то

$$S = \left| \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n (x_i - x_{i+1})(y_i + y_{i+1}) \right|; P = \sum_{i=1}^n \left[(x_i - x_{i+1})^2 + (y_i - y_{i+1})^2 \right]^{\frac{1}{2}}.$$

Окно-просмотрщик, возвращаясь в исходную позицию начала счета частицы, удаляет эту частицу из изображения. После этого продолжает дальнейшее продвижение окна-просмотрщика по строке. После просмотра первой строки окно-просмотрщик начинает сканирование следующей строки. Так продолжается до просмотра последней строки изображения. Таким образом, поочередно рассматриваются все частицы изображения. Программа работает достаточно быстро, сканирование всего изображения длится не более 10 с.

В памяти машины остаются данные о числе частиц N , об их периметре P и площади S . По этим данным легко рассчитывается эффективный диаметр $d_{эф}$, равный диаметру круга, площадь которого равна площади проекции частицы, а также для оценки формы частицы вводится новый параметр – форм-фактор G . Он служит показателем степени округлости частицы и рассчитывается как отношение квадрата периметра к площади проекции $G = P^2/S$.

Программа позволяет получать сведения об ансамбле частиц в виде функций распределения частиц по периметру, по площади, по эффективному диаметру и по форм-фактору. Если в ансамбле частиц имеются преимущественно круглые частицы, то в функции распределения частиц по форм-фактору окажется максимум при значении $G = 12,56$. Работоспособность программы проверялась по тестовым рисункам изображений частиц.

Для частиц с развитой поверхностью значение форм-фактора оказывается значительным при фиксированном эффективном диаметре. Однако, как показывает опыт, приведенные выше параметры необходимо рассматривать комплексно и с визуальным наблюдением изображения отдельных частиц. Только в этом случае удастся правильно описать ансамбль частиц.

В качестве примера приведем анализ ансамбля частиц продуктов сгорания опытного образца. Образец наливался в цилиндрическую форму диаметром 10 мм и сжигался при комнатных условиях. Пронос пробоотборника проводился на высоте 2 см над поверхностью горения.

Результаты исследований и их обсуждение. Увеличенное изображение участка пробоотборника приведено на рис. 1. Видны крупные частицы размерами $10 \div 25$ мкм, а большинство частиц имеет микронные размеры. На рисунке длина черточки соответствует 100 мкм. Общее число частиц, зарегистрированное камерой равно 1179. Крупные частицы размерами $10 \div 30$ мкм составляют $\sim 1,1$ %, а более крупные образования размерами ~ 100 мкм составляют лишь $\sim 0,01$ %. Среднее расстояние между частицами составляет ~ 16 мкм.

Функции распределения частиц по выделенным параметрам приведены на рис. 1(б-г). Размеры частиц выражены в пикселях. При данном увеличении микроскопа 1 мкм равен 2 пикселям. Функция распределения частиц по эффективному диаметру имеет максимум при $d_{эф} = 1$ мкм и с увеличением размеров частиц резко уменьшается. Более крупные частицы диаметром более 10 мкм имеют максимум на уровне 1 %.

Согласно данным таблицы 1 распределение частиц правильной формы по форм-фактору можно трактовать по-разному. Наличие частиц сложной формы,

состоящих из крупной и осажденных на ее поверхности более мелких частиц, приводит сдвигу максимума распределения в сторону увеличения значений G .

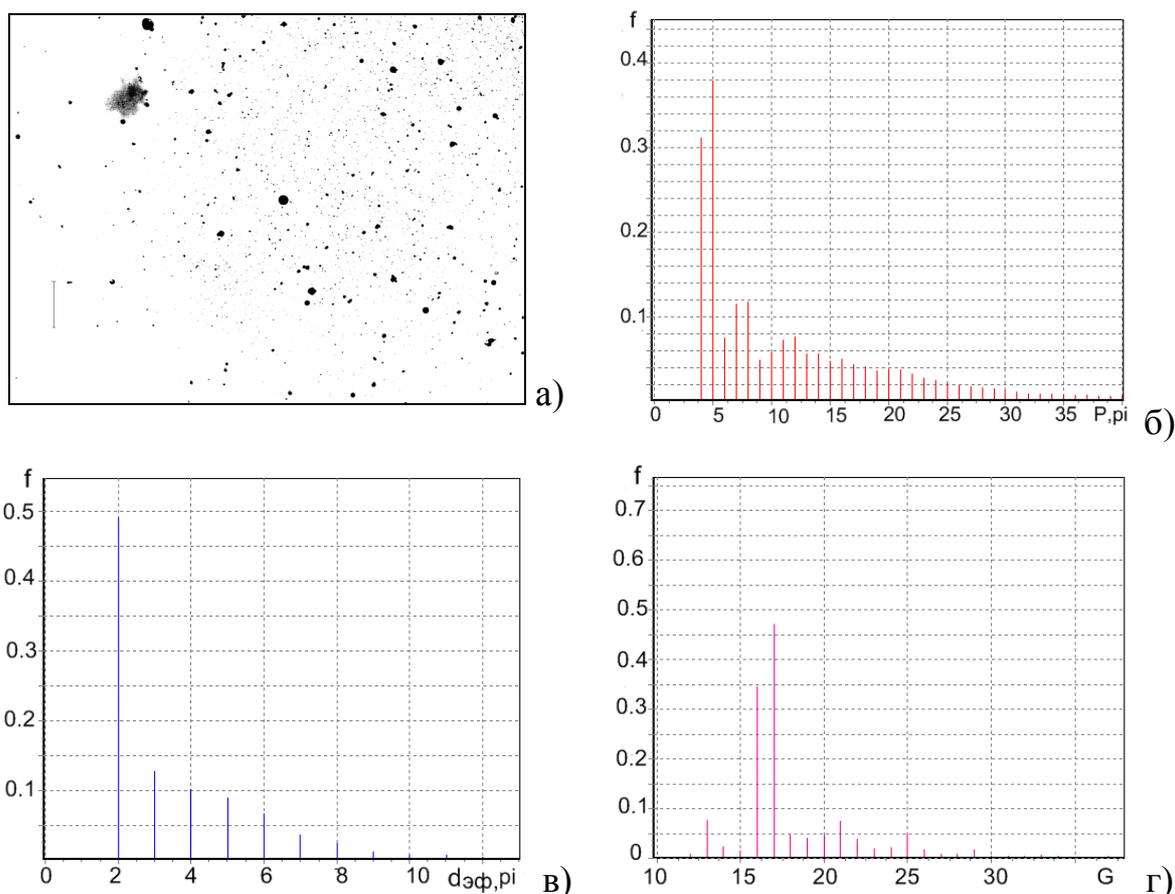


Рисунок 1 – а – участок пробоотборника (длина реперной линии 100 мкм); функции распределения частиц: б – по периметру, в – по эффективному диаметру, г – по форм-фактору

Таблица 1 - Значения форм-фактора для правильных фигур

Фигура	Круг	Эллипс 2:1	Шестиугольник	Квадрат	Прямоугольник	
					2:1	4:1
G	12,56	14,1	13,9	16	18	25

Нами просчитаны изменения форм-фактора при слиянии двух частиц размерами R и $r = 0,1R$ при разных расстояниях между центрами OO_1 от $0,9R$ и $1,1R$. Такие размеры были взяты по результатам визуальных наблюдений под микроскопом. Значения форм-фактора для фиксированных расстояний OO_1 приведены в таблице 2. Последнее значение G таблицы 2 соответствует для соприкасающихся частиц.

Если на поверхности сферической частицы размерами R находятся несколько частиц размерами $r = 0,1R$, то форм-фактор такого образования также меняется. Расчетные значения G от числа мелких частиц, находящихся на расстоянии $OO_1 = R$ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Изменение форм-фактора
при разных расстояниях между частицами

OO_1	0,9R	0,95R	1,0R	1,05R	1,1R
G	12,56	12,79	12,95	14,56	15,05

Таблица 3- Изменение форм-фактора от числа частиц

N	0	1	2	3	4	5
G	12,56	12,95	13,35	13,75	14,16	14,57

Приведенные в таблицах 2, 3 значения форм-фактора в распределении частиц не наблюдаются или таких частиц очень мало.

Агломерированные частицы одинаковых размеров также изменяют значения G в сторону увеличения. Под микроскопом такие частицы наблюдаются в виде эллипса перетянутой шейкой. Например, если расстояние между центрами двух сферических частиц равно $OO_1 = 1,2R$, то форм-фактор такой частицы равен 16. При увеличении расстояния между ними до $OO_1 = 1,4R$ форм-фактор становится равным $G = 16,9$. В распределении частиц по форм-фактору доля агломерированных частиц одинаковыми размерами составляет от 35 до 47 % (рис. 1г). По всей вероятности, агломерация происходит на поверхности горения состава, но полного слияния частиц с превращением в сферическую частицу большего размера не происходит. В газовой фазе столкновения частиц маловероятны, так как среднее расстояние между ними намного превосходит их собственные размеры.

Таким образом, исследованный ансамбль частиц является сложным и имеет бимодальное распределение частиц по размерам. Основная доля частиц имеет микронные размеры, а доля крупной фракции не превышает 1 %.

Ансамбль частиц в пламени находится в постоянном развитии и это развитие имеет место, как на поверхности горящего состава, так и в самом пламени.

При проведении микроскопического анализа получают выборку объектов с различными размерами. Для удобства хранения и обработки информации обычно ее представляют функциональной зависимостью с несколькими параметрами. Как правило, при этом используются нормальный и логарифмически нормальный законы распределения (ЛНЗР) [6]. Однако указанные законы распределения не всегда адекватно описывают распределение объектов по размерам. Поэтому, в частности, для описания дисперсного состава промышленных порошков и пылей рекомендуется [7] использовать не только ЛНЗР, но и формулы (табл. 4) распределения Розина-Раммлера или Годена-Андреева.

Таким образом, при анализе дисперсного состава порошков необходимо вначале определить вид функции распределения и только потом - параметры распределения. На практике вид функции распределения определяют с помощью специальных координатных сеток [7], на которые наносят экспериментальные данные. Считается [7, 8], что наиболее хорошо фракционный состав порошка описывает закон

$$f(d) = Be^{-bd^p} d^{a-1}, \quad (1)$$

на координатной сетке которого график дисперсного состава наиболее близок к прямой линии.

Таблица 4- Формулы для описания распределения частиц по размерам

Распределение	Формула интегральной кривой распределения	Формула дифференциальной кривой распределения	Параметры распределения
Годена-Андреева	$D(d) = 0,8 \left(\frac{d}{A}\right)^l$	$f(d) = 0,8lA^{-l}d^{l-1}$	$A = 10,5854$ $l = 0,1863$
Розина-Раммлера	$D(d) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{d}{B}\right)^A\right]$	$f(d) = \frac{A}{d} \left(\frac{d}{B}\right)^{A-1} \exp\left[-\left(\frac{d}{B}\right)^A\right]$	$A = 0,7582$ $B = 3,6983$
Нормальное	$D(d) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^d \exp\left[-\frac{(d-d_{50})^2}{2\sigma^2}\right] \delta d$	$f(d) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(d-d_{50})^2}{2\sigma^2}\right]$	$d_{50} = -$ $9,2382$ $\sigma = 17,6356$

Примечание: $f(d)$ - значение дифференциальной кривой распределения объектов по размерам; d - размер объектов, σ - средне-квадратичное отклонение.

Очевидно, что данный метод достаточно субъективен. Здесь a , b , p - параметры распределения; B не является параметром, а находится из условия нормировки. Поэтому предлагается выбор функции распределения осуществлять по минимуму суммы квадратов неувязки экспериментальной и расчетной интегральных кривых. При использовании двухпараметрических формул для описания выборки возникают проблемы в сопоставлении параметров распределений объектов, описываемых различными зависимостями.

Известна также трехпараметрическая формула Свенсона-Авдеева [7], которая имеет универсальный характер и позволяет избежать упомянутых трудностей. Данную функцию можно рассматривать как обобщение большинства известных эмпирических и теоретических законов статистического распределения случайных величин. При определенных значениях параметров b , p и a могут быть получены различные эмпирические уравнения статистического распределения случайной величины. При $a = p$ из уравнения (1) получается функция распределения Розина-Раммлера; при $b = 0$ или $p = 0$ - уравнение Годена-Андреева.

Параметры уравнения (1) не могут быть вычислены аналитически. Это ограничивало ранее практическое применение формулы Свенсона-Авдеева. С появлением мощных вычислительных машин появилась возможность расчета параметров численными методами с достаточной точностью.

Изложенная выше методика обработки изображений была использована в работе [6] для анализа дисперсного состава различных порошков. Статистическая обработка выборок производилась при помощи трех указанных выше уравнений. На основании результатов статистической обработки для описания дисперсного состава порошков марок МПФ-2 и МПФ-4 выбран ЛНЗР.

Судя по приведенным снимкам поверхности пробоотборника [6], число частиц входящих в анализ небольшое. Хотя авторы пытаются объединить результаты расчетов нескольких полей зрения объекта исследования.

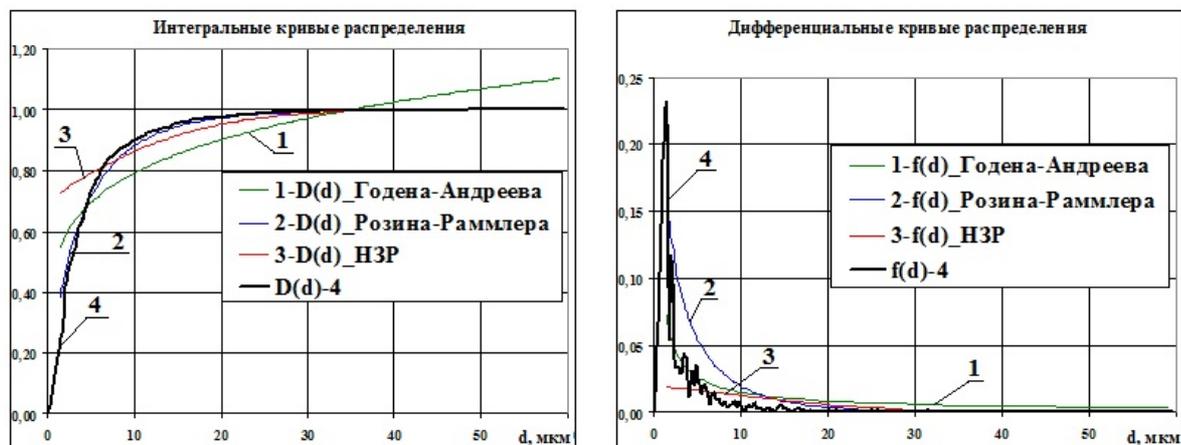


Рисунок 2 – Интегральные и дифференциальные кривые распределения частиц по размерам

Для получения правильного закона распределения число исследуемых частиц должно быть более 1000. В данной работе также говорится о машинной обработке информации, которая может также судить о форме частиц. Однако сведения о форме частиц в работе не приводятся. Конечно, частицы фрезерного магния по форме очень разнообразны и однозначного описания их нет.

Согласно приведенным в табл. 4 аналитическим формулам подсчитаны параметры распределений пробы, получены соответствующие коэффициенты в формулах, приведенной на рис. 1а. Результаты расчетов в виде графиков приведены на рис. 2. Расчеты, проведенные по разработанным программам для интегрального и дифференциального распределений, показывают особенности распределений частиц в продуктах сгорания (кривая 4). Распределение Годена-Андреева (кривая 1) расходится с данной зависимостью как для малых, так и крупных размеров. Экспериментальная кривая 4 коррелируется с интегральным распределением Розина-Раммлера (кривая 2), однако дифференциальное распределение имеет расхождение в области размеров частиц $d < 20$ мкм. Нормальное распределение (кривая 3) коррелируется с данной зависимостью только для частиц больше 20 мкм.

Такое расхождение в описании ансамбля дисперсных частиц, говорит о том, что в пламени процессы образования дисперсных частиц идут по более сложным законам, чем в физике измельчения. Таким образом, исследованный ансамбль частиц является сложным и имеет бимодальное распределение частиц по размерам. Основная доля частиц имеет микронные размеры, а доля крупной фракции не превышает 1 %. Ансамбль частиц в пламени находится в постоянном развитии и это развитие имеет место, как на поверхности горящего состава, так и в самом пламени. Также предложен алгоритм обработки изображений порошков и осуществлена программная реализация численного поиска коэффи-

циентов уравнения Свенсона-Авдеева, позволяющая находить аналитическое выражение функции распределения (табл. 4).

Библиография

1. Микрокомпьютеры в физиологии / Пер. с англ.; под ред. П. Фрайзера. – М.: Мир, 1990. – 283 с.

2. Порфирьев, А.М. Программа "Частица" / А.М. Порфирьев, С.И. Ксенофонтов, А.Н. Лепаев. – Свидетельство о регистрации электронного ресурса №15858. – М.: ИНИиМ, 2010. – 1024 Мбт.

3. Ксенофонтов, С.И. Дисперсный состав продуктов сгорания алюминий содержащих составов / С.И. Ксенофонтов, А.М. Порфирьев // Вестник Казан. ГТУ. – Казань: КГТУ, 2010. – № 8. – С. 323–328.

4. Лепаев, А.Н. Дисперсный состав продуктов сгорания пламен конденсированных систем, содержащих алюминий / А.Н. Лепаев, А.М. Порфирьев, С.И. Ксенофонтов // Материалы XXIV научной конференции стран СНГ "Дисперсные системы": сб. материалов XXIV научной конференции стран СНГ "Дисперсные системы". – Одесса: ОГУ, 2010. – С. 198–199.

5. Ксенофонтов, С.И. Дисперсные частицы в продуктах горения порохов / С.И. Ксенофонтов, А.Н. Лепаев – Чебоксары: Вестник Чувашского государственного педагогического университета. – № 4(76) – 2012. – С. 90–96.

6. Королев, Д.В. Анализ дисперсного состава микроскопических объектов с использованием ЭВМ / Д.В. Королев, К.А. Суворов. // Сб. трудов 19-ой Межд. конф. «Математические методы в технике и технологиях», 2006, Воронеж. - С. 6–12.

7. Коузов, П.А. Основы анализа дисперсного состава промышленных пылей и измельченных материалов. / П.А. Коузов. - Л.: Химия, 1987. – 264 с.

8. Коузов, П.А. Методы определения физико-химических свойств промышленных пылей. / П.А. Коузов, Л.Я. Скрябина. - Л.: Химия, 1983. – 143 с.

Гидравлические особенности расчета нефтепровода при последовательной перекачки нефтей

Молочникова О.В., ст. преподаватель
o.savvina2010@yandex.ru

Особенности гидравлического расчета последовательной перекачки нефтей связаны с тем, что в трубопроводе находится одновременно несколько нефтей с различными плотностями и вязкостями. По этой причине параметры работы отдельных участков нефтепровода постепенно изменяются.

The hydraulic characteristics of the pipeline for sequential pumping oil

Features of hydraulic calculation of sequential oil pumping are connected with the fact that there are several oils with different densities and viscosities in the pipeline at the same time. For this reason, the operating parameters of individual sections of the pipeline are gradually changing.

Если отличия плотности и вязкости нефтей незначительны, то движение партий практически не сказывается на гидравлических характеристиках трубопроводной системы. Если же эти отличия велики, то в нефтепроводе могут возникать осложнения, связанные с уменьшением КПД работы перекачивающих агрегатов, возникновением волн давления при прохождении партий через перекачивающие станции, появлением или исчезновением самотечных участков, а также с необходимостью регулирования работы насосов для поддержания минимально допустимых подпоров перед станциями и предотвращения перегрузок в линиях нагнетания.

Если на участке нефтепровода (рис. 1) происходит вытеснение одной нефти другой, а плотности и вязкости этих жидкостей отличаются друг от друга, то уравнение Бернулли в обычном виде неприменимо. Предполагая процесс замещения нефтей практически стационарным (или, как говорят, квазистациона-

нарным) и пренебрегая протяженностью зоны смеси (x_c), запишем уравнения Бернулли для участков (x_1 x_c) и (x_c , x_2) трубопровода, занятых соответственно нефтью № 1 и № 2:

$$\begin{cases} \left(\frac{P_1}{\rho_1 \cdot g} + z_1\right) - \left(\frac{P_c}{\rho_1 \cdot g} + z_c\right) = h_{1-c} \\ \left(\frac{P_1}{\rho_2 \cdot g} + z_c\right) - \left(\frac{P_2}{\rho_2 \cdot g} + z_2\right) = h_{c-2} \end{cases}$$

(1.1)

Здесь ρ_1 , ρ_2 - плотности нефтей; h_{1-c} ; h_{c-2} - потери напора на участках, занятых нефтью № 1 и № 2, соответственно; z_c - высотная отметка профиля трубопровода в месте контакта партий.

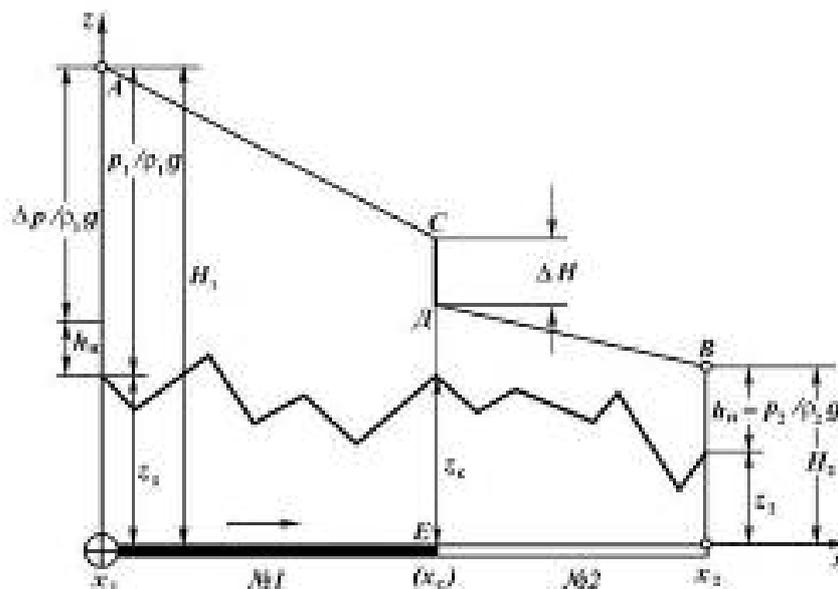


Рисунок 1 - Вытеснение одной партии нефти другой нефтью

Исключив из этих уравнений давление p_c в месте контакта партий, получим обобщенное уравнение Бернулли для рассматриваемого случая:

$$\rho_1 \left(\frac{P_1}{\rho_1 \cdot g} + z_1\right) - \rho_2 \left(\frac{P_2}{\rho_2 \cdot g} + z_2\right) = (\rho_1 - \rho_2) z_c + \rho_1 h_{1-c} + \rho_2 h_{2-c} \quad (2.2)$$

Если же исключить из уравнений (1.1) высотную отметку z_c , получим еще одно уравнение:

$$\left(\frac{P_1}{\rho_1 \cdot g} + z_1\right) - \left(\frac{P_2}{\rho_2 \cdot g} + z_2\right) = \rho_c \frac{\rho_1 - \rho_2}{\rho_1 \rho_2 g} + h_{1-c} + h_{2-c} \quad (2.3)$$

В пренебрежении потерями напора на местных сопротивлениях величины h_{1-c} и h_{c-2} обозначают здесь потери напора на участках (x_1, x_c) и (x_c, x_2) соответственно:

$$h_{1-c} = \lambda_1 \frac{L_1 u^2}{D \cdot 2g}; \quad (2.4)$$

где L_i - протяженности этих участков.

Уравнение (2.2) служит для определения скорости и перекачки, а уравнение (2.3) - для определения давления p_c в месте контакта нефтей.

Уравнения (2.2) и (2.3) полезно записать в терминах давлений при этом после преобразований получим:

$$\begin{aligned} \rho_1 H_1 - \rho_2 H_2 &= (\rho_1 - \rho_2) z_c + \rho_1 h_{1-c} + \rho_2 h_{c-2} \\ H_1 - H_2 &= \rho_c \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g} + h_{1-c} + h_{c-2} \end{aligned} \quad (2.5)$$

Из второго уравнения следует, что разность напоров ($H_1 - H_2$) между началом и концом трубопровода не равна сумме гидравлических потерь на участках, занятых первой и второй нефтью; она содержит еще одно слагаемое, обусловленное разностью плотностей перекачиваемых нефтей (см. рисунок 2.2). Это означает, что напор $H_{(x)}$, представляемый линией АСДВ гидравлического уклона, не является непрерывным; в месте контакта нефтей существует разрыв СД. Значение этого разрыва

$$\Delta H = DC = ED - EC = -\rho_c \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{\rho_1 \rho_2 g} \quad (2.6)$$

называется *скачком напора*.

Скачок напора = 0, если, т.е. плотности нефтей равны; скачок < 0 (напор скачком уменьшается), если $\rho_2 > \rho_{1г}$ т.е. *менее плотная нефть вытесняет более плотную нефть*; скачок > 0 (напор скачком увеличивается), если $\rho_2 < \rho_{1г}$ т.е. *более плотная нефть вытесняет менее плотную*.

Наличие на линии гидравлического уклона скачков напора приводит к тому, что при прохождении границы раздела нефтей с различными плотностями и вязкостями через промежуточную перекачивающую станцию режим ее работы изменяется, и в трубопроводе генерируются волны давления, распространяющиеся вверх и вниз по потоку.

Наиболее частыми входными параметрами является вязкость, плотность, так как они зависят от температуры, которая может меняться значительно в зависимости от времени суток, года и в короткий промежуток времени. Поэтому

вязкость и плотность будут варьируемыми параметрами, а все остальные параметры в зависимости от конкретного случая будут фиксированными, либо отсутствующими.

Для того чтобы все необходимые параметры были известны для гидравлического расчета при последовательной перекачки, необходимо провести гидравлический расчет технологического участка по усредненным всепогодным параметрам.

Библиография

1. Центробежные насосы в системах сбора, подготовки и магистрального транспорта нефти: учебное пособие/ А.Г. Гумеров [и др.]; под ред. А.Г. Гумерова. - М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. - 295 с.:ил.

2. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев Г.Е. Коробоков, А.А. Коршак и др.; Под редакцией СМ. Вайнштока: Учеб.для вузов: В 2 т. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. - 407 с.

3. Коршак А.А., Нечваль А.М. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие для системы дополнительного профессионального образования / Коршак А.А., Нечваль А.М. - Уфа: ДизайнПолиграф-Сервис, 2005. - 516 с.

4. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. СМ. Вайнштока: Учеб.для вузов: В 2 т. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. - Т. 2. - 621 с: ил,

5. Нечваль Н.В. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам / М.В. Нечваль, В.Ф. Новоселов, П.И. Тугунов. - М.: «Недра», 1976. - 221 с.

6. Охрана труда. Справочник. Сост. Арустамов Э.А. (2008, 588 с.)

7. Безопасность жизнедеятельности. Конспект лекций. Алексеев В.С., Жидкова О.И., Ткаченко Н.В. (2008, 160 с.)

Расчёт резервуара РВСП 20000 № 9 на прочность

Виноградова Т.Г. к.т.н., доцент

tavin2008@mail.ru

В работе представлены результаты расчетов резервуара на прочность. Рассмотрено влияние качественных характеристик на точность изготовления.

Calculation of RVPS 20000 No. 9 tank for strength

The results of the tank strength calculations are presented in the work. The influence of qualitative characteristics on manufacturing accuracy is considered.

Исходные данные: резервуар типа РВС-20000; хранимый нефтепродукт - нефть, с плотностью 900 кг/м³; высота разлива нефти 11,2 м; радиус резервуара 22,8 м; резервуар изготовлен из стали типа О9Г2С; удельный вес стали 0,077 МН/м³; вес покрытия резервуара 1,2 МН; стенка резервуара состоит из 8 поясов; высота резервуара 11,95 м.

Проверочный расчет стенки резервуара на прочность согласно [1, 2]

$$\sigma_1 = \frac{[n_1 \rho g (H - x) + n_2 P_{II}] r}{\delta} \gamma_H \delta \gamma_C R_Y,$$

где σ_1 - напряжение в расчетном поясе резервуара, Па; n_1 - коэффициент надежности по нагрузке гидростатического давления, $n_1=1,1$; ρ - плотность хранимого продукта, кг/м³; H - высота разлива нефти, м; x - расстояние от днища резервуара до нижней кромки стенки, м; n_2 - коэффициент надежности по нагрузке избыточного давления и вакуума, $n_2=1,2$; P_{II} - нормативная величина избыточного давления в пространстве под кровлей резервуара, $P_{II}=2,0$ кПа; r - радиус стенки резервуара, м; γ_C - коэффициент условия работы, $\gamma_C=0,7$ для первого пояса, $\gamma_C=0,8$ для остальных поясов; R_Y - расчетное сопротивление стали по пределу текучести, для стали типа О9Г2С $R_Y=315$ МПа; γ_H - коэффициент надежности резервуара по назначению, $\gamma_H=1,1$ для резервуаров 1-го класса, $\gamma_H=1,05$ для резервуаров 2-го класса и $\gamma_H=1,0$ для 3-го; δ - толщина стенки резервуара в расчетном поясе, м.

Расчетное напряжение в первом поясе резервуара

$$\sigma_1 = \frac{[n_1 \rho g (H - x) + n_2 P_{II}] r}{\delta} \gamma_H =$$

$$\frac{[1,1 \cdot 9,81 \cdot 900 \cdot (10,14 - 0) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 22,8}{0,0121} \cdot 1,1 = 209093962,3 \text{ Па} \approx 209,1 \text{ МПа}.$$

Допустимое напряжение будет равно

$$\gamma_c \cdot R_y = 0,7 \cdot 315 = 200,45 \text{ МПа}.$$

Сравним расчетное и допустимое напряжения:

$$\sigma_1 = 209 \text{ МПа} > 200,45 \text{ МПа}, \text{ что не удовлетворяет условию.}$$

В результате расчета видно, что прочность стенки резервуара не обеспечивается в первом поясе.

Аналогично рассчитываются и напряжения в остальных 7 поясах резервуара.

Результаты расчета стенки резервуара на прочность сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты расчета стенки резервуара на прочность

Номер пояса	1	2	3	4	5	6	7	8
Фактическая толщина стенки, мм	12,10	10,30	9,80	8,80	8,60	8,60	8,60	8,60
Высота пояса, м	1,500	1,490	1,490	1,490	1,490	1,500	1,500	1,490
Расчетное напряжение, МПа	209,1	200,6	175,2	155,5	118,6	78,1	37,5	6,6
Допустимое напряжение, МПа	200,45	229,09	229,09	229,09	229,09	229,09	229,09	229,09

Из результата расчёта видно, что прочность стенки обеспечивается во всех поясах резервуара кроме первого.

Библиография

1. Правила эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководство по их ремонту. – М.: Госкомнефтепродукт СССР, 1986. – 97 с.

2. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Учебное пособие для ВУЗов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак А.М. Шаммазов.- Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

Снижение потерь нефти в РТ от испарения с помощью понтона "Альпон"

Виноградова Т.Г. к.т.н., доцент

tavin2008@mail.ru

В работе представлены результаты исследования понтона алюминиевого «Альпон». Рассмотрен принцип работы понтона.

Reduction of oil losses in RP from evaporation using the Alpon pontoon

The work presents the results of the study of the pontoon aluminium "Alpon." The principle of pontoon operation is considered.

Понтон алюминиевый «Альпон»

Понтон из алюминиевых сплавов предназначен для снижения потерь нефти и нефтепродуктов, а также предотвращения загрязнения атмосферы углеводородами при хранении их в вертикальных резервуарах путем перекрытия поверхности продукта понтоном [1].

Основные технические данные.

Сокращение потерь нефти от испарения по сравнению с резервуарами без понтона, %	70...99 .
Интервал рабочих температур, °С	от - 60 до +40
Рабочая среда	нефть по ГОСТ9965-76.
Плаучесть, %	200.
Зазор между понтоном и стенкой резервуара, перекрываемый затвором (номинальный), мм	200.
Высота просвета под понтоном, мм	не менее 1800.
Электрическое сопротивление заземления, Ом	не более 100.
Высота понтона (без затвора и стоек), мм	350.

Устройство и работа

Понтон (плавающая часть) состоит из герметичных поплавков 1 (рис. 1), расположенных параллельными рядами в центральной части и по окружности на периферии, причем в каждом ряду поплавки жестко скреплены между собой.

Поверхность понтона покрыта настилом 5, состоящим из секций. Секции настила соединены между собой с помощью парных балок 2 и 3, обеспечивающих поперечную жесткость понтона. В нижнем положении понтон опирается на опорные стойки постоянной или переменной высоты, монтируемые непосредственно на понтоне.

Каждый ряд поплавков по концам имеет кронштейны, с помощью которых они прикреплены к юбке 4, формирующей периферийную часть понтона. Цилиндрическая юбка концентрично расположена к стенке резервуара и частично погружена в хранящуюся жидкость, что, совместно с герметичным на-

стилом, предотвращает выход паров хранящегося продукта из под понтона. Кольцевой зазор между юбкой и внутренней поверхностью резервуара герметизируется затвором 10.

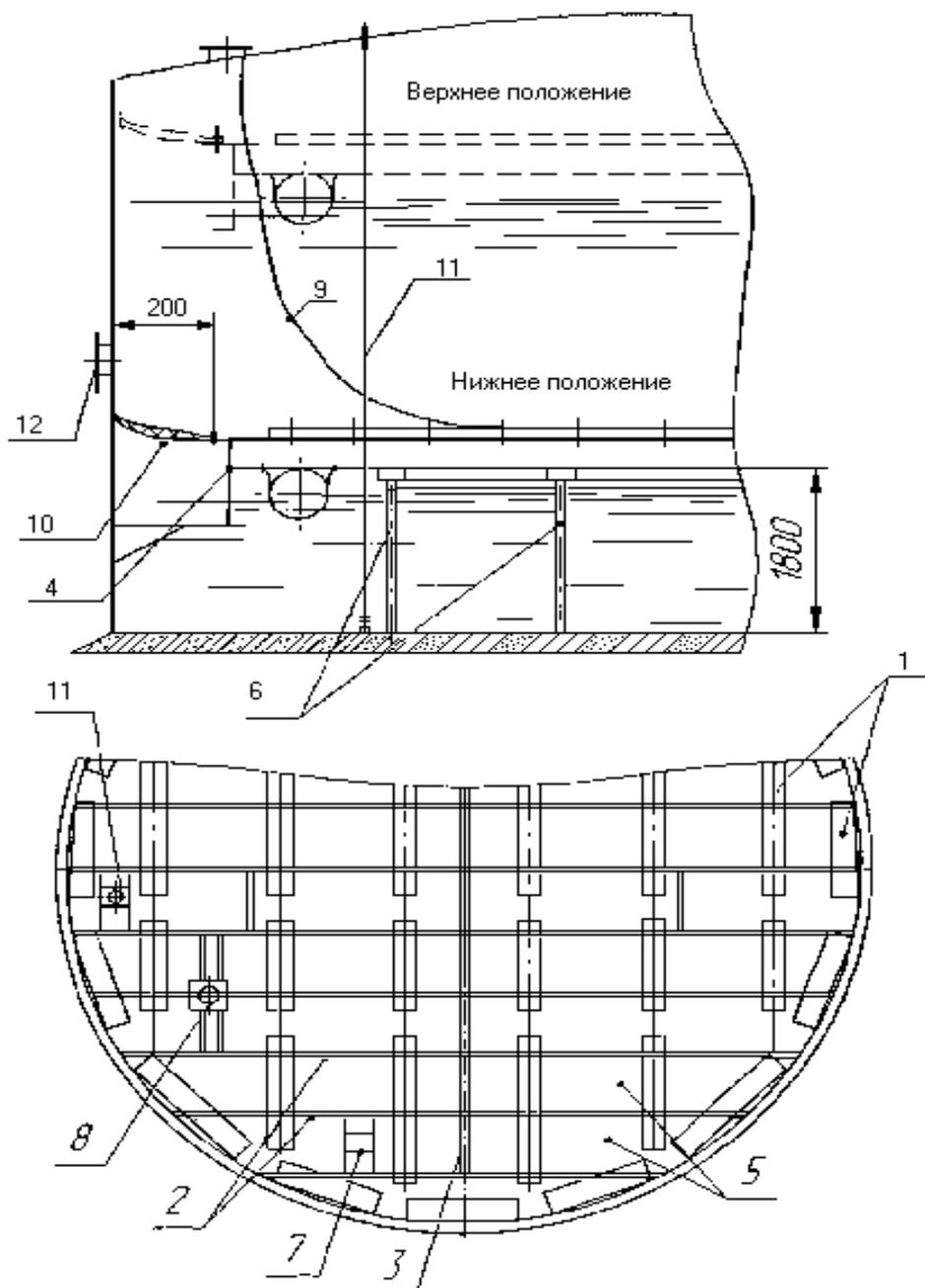


Рисунок 1 – Устройство и принцип работы понтона:

- 1- поплавок; 2- балка продольная; 3- балка поперечная; 4- юбка; 5- настил;
- 6- стойки опорные; 7- люк – лаз; 8- затвор пробоотборника; 9- заземление;
- 10- затвор периферийный; 11- противоповоротный трос;
- 12- люк – лаз в III поясе

Отвод статического электричества с поверхности понтона на корпус резервуара осуществляется по кабелю заземления 9, прикрепленному к понтону и кровле резервуара. Для исключения поворота понтона вокруг оси в процессе эксплуатации установлены противоповоротные тросы (стойки) 11, которые крепятся к днищу и крыше резервуара. Для удобства монтажа и эксплуатации

на понтоне смонтирован люк-лаз 7, герметично закрываемый крышкой, которая при посадке понтона на стационарную опору или опорные стойки 6 открывается при помощи толкателя. При наличии в резервуаре пробоотборника вокруг него устанавливается специальный затвор 8.

При наличии в резервуаре ручного отбора проб на поверхности понтона могут быть смонтированы каркасы, обеспечивающие прохождение сквозь понтон вышеуказанных элементов и герметизации их в процессе эксплуатации.

При отсутствии продукта в резервуаре понтон опирается на опорные стойки. Доступ на понтон при этом производится через люк-лаз в III поясе 12 или через люк-лазы I пояса резервуара и понтона 7.

При закачке продукта в резервуар понтон всплывает и движется вместе с зеркалом продукта, разобщая тем самым поверхность последнего от газового пространства резервуара, чем достигается сокращение потерь от испарения продукта.

Библиография

1. Понтон алюминиевый “Альпон” ПА 20.00.000 ПС. – Уфа: Изд-во ЗАО “Нефтемонтиагностика”, 2000. – 42с.

Аддитивные технологии в нефтегазовом машиностроении

Мишин В. А., к.т.н., доцент

mwa@bk.ru

В статье раскрывается особенность использования аддитивных технологий, отмечаются их основные достоинства и недостатки при применении в производстве, обращается внимание на подготовку будущих специалистов в процессе их обучения.

Additive technologies in oil and gas engineering

The article reveals the peculiarity of using additive technologies, notes their main advantages and disadvantages when applied in production, draws attention to the training of future specialists in the process of their training.

Проблема ускоренного производства деталей пневмо-гидроаппаратуры стоит при изготовлении и ремонте, которая очень эффективно может решаться с применением аддитивных технологий. Аддитивные технологии в России включены в программу развития новых производственных технологий и предлагается развивать как чрезвычайно перспективное направление научно-производственной деятельности. Аддитивные технологии очень динамично развиваются в различных отраслях машиностроения (рис. 1).



Рисунок 1 – Динамика развития аддитивных технологий

3D-печать оборудования для нефтегазовой отрасли - одно из перспективных направлений применения объемной печати.

В настоящее время в машиностроении используются несколько методов 3D-печати: получение изделий из металлических порошков и как более деше-

вые - изготовление прототипов из пластмасс, а также из фотополимерной смолы на стереолитографическом 3D-принтере. Изделия, напечатанные из металлических порошков после отделочной механической обработки, используются в готовых агрегатах, прототипы из пластика используются для оценки дизайна перед окончательным производством конечного изделия.

Основное преимущество аддитивного производства изделий по сравнению с традиционными процессами в том, что при изготовлении ряда деталей можно избавиться от некоторых технологических процессов. Можно, например, конструктивно объединить несколько деталей, так что отпадет необходимость в сборке. Это становится возможным, поскольку 3D печать позволяет изготавливать очень точные детали со сложной геометрией и сложными проходными сечениями. Ещё одним преимуществом является то, что на выходе получается законченная модель, а значит, можно отказаться от пресс-форм и дальнейшей обработки. Одновременно экономится время и снижаются производственные затраты, повышается коэффициент использования материалов.

Очень важно, что бы будущие специалисты владели и умели применять в практической деятельности аддитивны технологии. Обучение специалистов осуществляется теоретическим вопросам на лекциях, а практические навыки приобретаются на лабораторных и практически занятиях. При этом студенты непосредственно разрабатывают 3D-модели (рис2) деталей или получают модели с применением 3D-сканера.

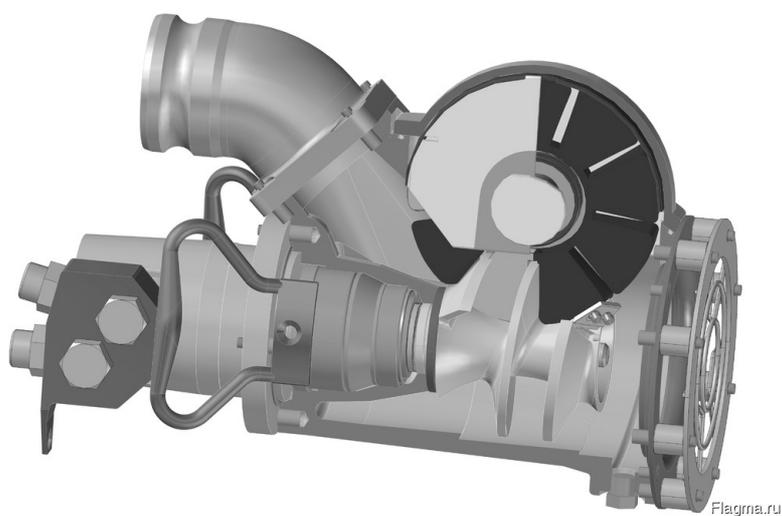


Рисунок 2 - Виртуальная 3D-модель изделия

Затем 3D-модель передаётся в STL-формате на 3D-принтер, осуществляется настройка печати, где и печатается реальная модель детали.

Ускоренное прототипирование при проектировании элементов пневмо-гидроаппаратуры в инженерной деятельности

Мишин В.А., к.т.н., доцент
mwa@bk.ru

В статье описывается процесс проектирования нефтегазовых установок и агрегатов и процесс подготовки конструкторских инженерных кадров для работы в нефтегазовой отрасли на основе образовательного стандарта.

Rapid prototyping in the design elements pneumatic and hydraulic equipment in engineering

The article describes the process of designing oil and gas plants and units and the process of training design and in-house personnel for work in the oil and gas industry based on the educational standard.

Развитие нефтегазовой отрасли требует ускоренного проектирования различных деталей: трубопроводов, сосудов высокого давления и элементов управления (всевозможных клапанов, задвижек и других элементов управления потоками жидкостей и газов). Для этого необходимо иметь контингент конструкторов-дизайнеров, способных на высоком уровне владеть современными САЛ-системами и другими программными продуктами.

Эта задача решается на этапе подготовки инженерных кадров, бакалавров в стенах вуза благодаря включением в ученый стандарт соответствующих дисциплин в рамках которых будущие специалисты осваивают теорию и приобретают базовые практические навыки. Так в процессе занятий на лекциях студенты получают основные знания по методам и приёмам проектирования различных элементов нефтегазовых агрегатов. После получения заданий в виде основных технических и физико-химических характеристик, схем процессов, технологии преобразования нефтегазовых продуктов студенты приступают к проектированию (рис. 1).

Предварительно строятся виртуальные 3D-модели агрегатов и отдельных узлов (рис. 2).

Проектируемые металлоконструкции должны обеспечивать прочность и геометрическую неизменяемость резервуаров на всем протяжении срока эксплуатации. Поэтому далее осуществляется в специальных программах прочно-

стные, теплофизические пневмо- и гидродинамические расчёты построение PFD- и P&ID диаграмм, создание трехмерной модели, получение монтажно-компоновочных чертежей, расчет трубопроводов на прочность(рис. 3). После корректировки в случае необходимости на основании модельных испытаний элементов 3D-моделей разработанных конструктивных решений осуществляется изготовление прототипов. Изготовление прототипов необходимо для проверки конструкторских решений (общей компоновки отдельных агрегатов, эргономики управления, обслуживания и ремонта).

Прототипы изготавливаются нескольких типов: пластиковые с использованием методов 3D-печати и в металле с применением традиционных методов металлообработки и 3D-печати металлами на 3D-принтерах для дальнейших исследований.

Полученные навыки студенты закрепляют при выполнении курсовых проектов и выпускной квалификационной работы.

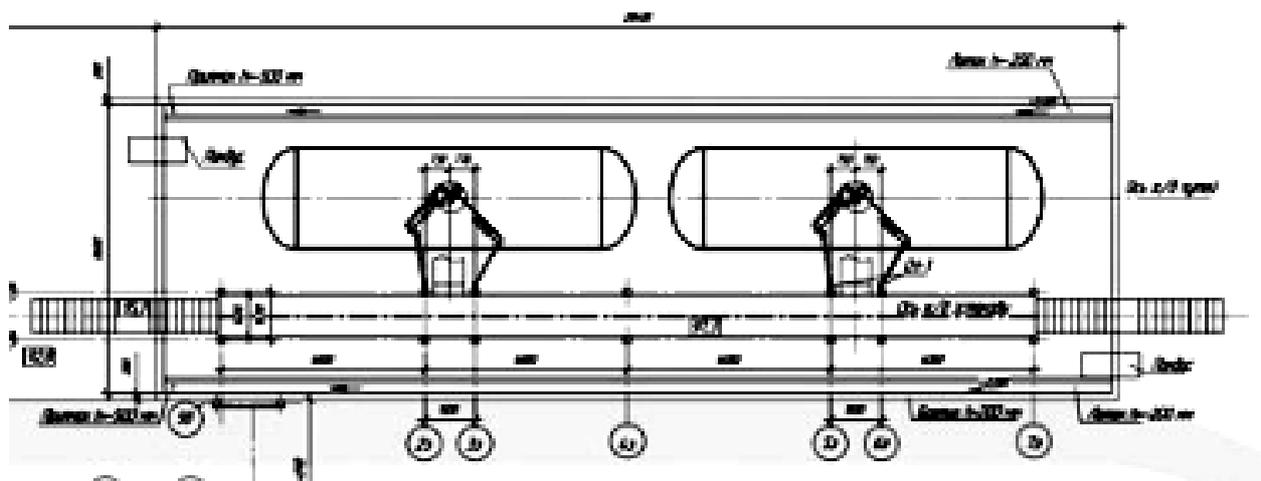


Рисунок 1 - Блок-схема процесса

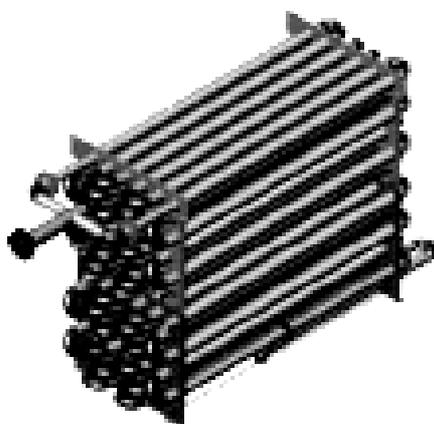


Рисунок 2 - 3D-модель аппарата

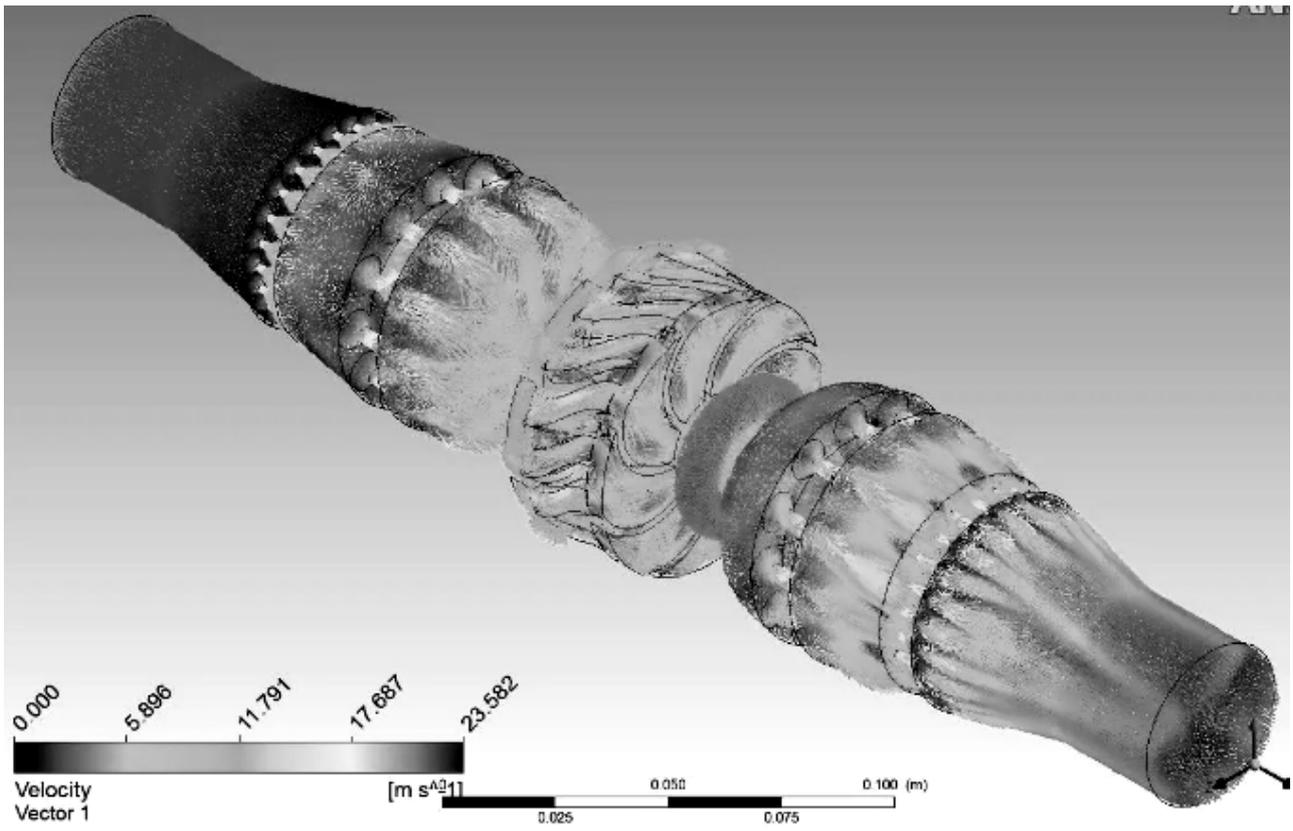


Рисунок 3 - Теплофизический расчёт

Информационная модель мониторинга и диагностики технического состояния трубопроводов нефтегазового комплекса

Федоров Д.И., к.т.н., доцент;
Чегулов В.В., к.т.н., доцент
dinosii@mail.ru

Статья посвящена основным особенностям отображения результатов мониторинга объектов нефтегазового комплекса (НГК) на примере одного из магистрального трубопровода крупнейшей российской нефтяной компании. Результатом работ является геоинформационная модель технического состояния магистрального трубопровода на основе ежегодных результатов внутритрубной диагностики.

Information model of monitoring and diagnostics of technical condition of oil and gas pipelines

The article deals with the main features of displaying the results of oil and gas enterprise objects monitoring on the base of one of the main pipeline of the Russia's largest oil company. The result of the work is the main pipeline technical state geoinformation model based on the annual pigging results.

Магистральные трубопроводы являются сложным техническим сооружением НГК, состоящим из многокилометровой трубопроводной нити, нефте- или газоперекачивающих станций, переходов через реки, дороги. Эксплуатировать и поддерживать трубопроводные системы в рабочем состоянии – важнейшая научная, техническая и экономическая задача.

Поддержание надежности элементов оборудования на должном уровне возможно при проведении профилактических работ на основании результатов диагностики неразрушающего контроля и мониторинга диагностических показателей в течение всего периода эксплуатации оборудования. В настоящее время это возможно проводить с помощью методов геоинформационного картографирования, которое позволяет нам создавать различные геоинформационные модели.

Информационным моделям коммуникаций нефтегазового комплекса (НГК) в период с 2004 г. по 2008 г. были посвящены статьи, в них рассказывалось о создании, содержании, использовании и применении этих моделей.

Данные модели применяются для решения ряда производственных задач с помощью прикладных программ, позволяют решать следующие геоинформационные задачи:

- автоматически измерять геометрические параметры: длину линейных коммуникаций и площадь промышленных площадок;

- оперативно запрашивать, редактировать нужную информацию на основе проведенного обновления местности;
- осуществлять планирование и строительство новых коммуникаций;
- проводить инвентаризацию и паспортизацию объектов нефтедобычи;
- осуществлять контроль за добычей, транспортировкой нефти и газа;
- определять степень убытков сельскохозяйственных земель при разработке месторождений;
- создавать ГИС нефтегазового комплекса;
- проводить мониторинг состояния коммуникаций и предотвращать аварийные ситуации, на этом пункте остановимся подробнее.

Мониторинг состояния - наблюдение за состоянием объекта для определения и предсказания момента перехода в предельное состояние. Результат мониторинга состояния объекта представляет собой совокупность диагнозов составляющих его субъектов, получаемых на неразрывно примыкающих друг к другу интервалах времени, в течение которых состояние объекта существенно не изменяется. Основными проблемами при эксплуатации трубопроводов являются утечки, способные оказать серьезное негативное воздействие на окружающую среду и вызвать необходимость затрат средств и времени на их ремонт. Причиной утечек могут быть: - деформации, вызванные землетрясениями, оползнями, коррозией, износом, а также незаконные врезки в трубопровод посторонними лицами; - некачественные изделия (заводской брак), нарушение технологий при строительстве. Контроль трубопроводов позволяет решить большое количество задач, связанных с обеспечением надежности, безопасности и минимизации экономических затрат на эксплуатацию и ремонт трубопроводов. Особенности трубопроводов являются их большая протяженность, высокая стоимость и, зачастую, сложность доступа к ним. Для предотвращения аварийных ситуаций предлагается методика создания геоинформационной модели (ГИМ) мониторинга.

Для создания ГИМ мониторинга используются:

- ГИМ коммуникаций НГК;
- результаты внутритрубной диагностики;
- результаты геодезических работ.

К результатам внутритрубной диагностики относятся особенности трубопроводов (вмятины, потеря металла, трещины, стыки, сварные швы, фланцевые соединения, отводы, тройники, гофры и муфты) и маркерные пункты. Эти данные получают с помощью дефектоскопии. Дефектоскопия - метод предложенный С.Я. Соколовым в 1928 году и основанный на исследовании процесса распространения ультразвуковых и магнитных колебаний с частотой 0,5-25 МГц в контролируемых изделиях с помощью специального оборудования - ультразвукового дефектоскопа. Является одним из самых распространенных методов неразрушающего контроля.

Внутритрубная диагностика трубопроводов основана на использовании автономных снарядов-дефектоскопов (поршней, pigs), движущихся внутри контролируемой трубы под напором перекачиваемого продукта (нефть, нефтепродукты, газ и т.п.). Снаряд снабжен аппаратурой (обычно ультразвуковой или

магнитной) для НК трубы, записи и хранения в памяти данных контроля и вспомогательной служебной информации, а также источниками питания аппаратуры.

Измерительная часть снаряда состоит из множества датчиков (сенсоров), расположенных так, чтобы зоны чувствительности датчиков охватывали весь периметр трубы. Это позволяет избежать пропуска дефектов трубы.

Датчики ультразвукового снаряда излучают ультразвук в тело трубы и принимают отраженные дефектами сигналы. В магнитном снаряде ферромагнитный материал трубы намагничивается постоянными магнитами до состояния близкого к техническому насыщению, а потоки рассеяния, вызванные дефектами, регистрируются магниточувствительными датчиками (например, датчиками Холла).

Магнитный снаряд-дефектоскоп состоит из трех секций, соединенных между собой шарнирно для прохождения изгибов трубопровода. Постоянные магниты, размещенные на двух кольцах средней секции, создают в трубе продольный магнитный поток между двумя кольцами стальных проволочных щеток, скользящих по внутренней поверхности трубы. Кольцо с подпружиненными держателями блоков датчиков расположено между кольцами щеток, обеспечивая скольжение датчиков по поверхности трубы. Полиуретановые манжеты служат для создания перепада давления перед и позади снаряда, чем обеспечивается его движение в трубе.

Снаряд вводится в контролируемый трубопровод через камеру пускоприемки систем очистки и диагностики (СОД), проходит по трубе сотни километров, накапливая информацию о ее состоянии в бортовой памяти, а затем извлекается через аналогичную камеру. После выгрузки снаряда информация считывается на внешний терминал, а затем поступает на сервер базы данных, расшифровывается, обрабатывается программой обработки данных, анализируется оператором и представляется в виде отчета.

Программное обеспечение позволяет автоматически выделить области аномалий трубы, идентифицировать до 15 классов аномалий, (трещины, коррозионные поражения и т.д.), определить местоположение и размеры дефектов.

Данные дефектоскопии трансформируются в специальной программе из собственной системы координат в геодезическую. Далее данные дефектоскопии в программе Mapinfo накладываются на ГИМ коммуникаций, в программе Autocad строятся профили трубопроводов для анализа аналогичных предыдущих данных.

С учетом погрешностей профилиметра строится график маркерных пунктов (отметок дневной поверхности трубопровода) и анализируется с другими годами.

Готовые материалы передаются в компанию-диагност для составления:

1) отчета по классификации внутритрубных дефектов по степени опасности:

- подлежащие первоочередному ремонту и устранению;
- рассматриваемые в динамике.

2) отчета по устранению изменений планово-высотного состояния трубопровода по степени опасности:

- на особо-опасные участки с рекомендациями по устранению;
- на опасные с уменьшением срока мониторинга для маркшейдерской службы эксплуатационной организации.

По результатам диагностики делают заключение о промышленной безопасности трубопровода. Кроме этого данные диагностики в сопровождении с ГНСС (глобальные навигационно-спутниковые системы) измерениями используют для мониторинга положения трубопровода в пространстве.

Библиография

1. Радченко Л.К. Цели и задачи картографирования коммуникаций // Сб. научных трудов аспирантов и молодых ученых СГГА. Выпуск 3 / Под общ. ред. Т.А. Широковой; СГГА. – Новосибирск, 2006. – С. 51–52.

2. Радченко Л.К. Разработка структурной модели нефтегазодобывающего комплекса для целей картографирования // ГЕО-Сибирь-2006. Междунар. науч. конгр.: сб. материалов в 6 т. (Новосибирск, 24–28 апреля 2006 г.). – Новосибирск: СГГА, 2006. Т. 1, ч. 2. – С. 258–259.

3. Радченко Л.К., Топчилов М.А. К вопросу о классификации карт коммуникаций // Междунар. пром. форум GEOFORM+ : конф. «Геопространственные технологии и сферы их применения» 14–17 марта 2005 г., Москва. – М., 2005.

**Разработка новых соединений штанг для бурения шпуров
и скважин при строительстве газонефтехранилищ**

Федоров Д.И., к.т.н., доцент;

Чегулов В.В., к.т.н., доцент

dinosii@mail.ru

Приведена новизна разработанной конструкции соединения буровых штанг соединенных между собой ниппелем с цилиндрической резьбой.

**Development of new connections of rods for drilling holes
and wells in the construction of gas and oil storages**

Novelty of the developed design of connection of drill rods connected among themselves by a nipple with a cylindrical thread is resulted.

Используемые в мировой практике подземные газонефтехранилища и емкости для хранения нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов по способам сооружения различны. Один из них создаваемый в прочных и плотных горных породах шахтным способом и в горных выработках отработанных рудников.

При строительстве газонефтепроводов в гористой местности возникает необходимость в проходке подземных горных выработок для последующей прокладки в них трубопроводов.

Проведение таких выработок в породах средней крепости и выше обычно осуществляется буровзрывным способом, а также используются вертикальные подземные стволы.

В настоящее время для проходки подземных горных выработок выпускают установки, оснащенные перфораторами, которые способны бурить не только шпуров, но и опережающие скважины малого диаметра глубиной до 15 м [1]. При бурении скважин перфораторами энергия удара в виде волны деформации

сжатия передается от машины по составным штангам к породоразрушающему инструменту.

С целью повышения скорости бурения скважин в крепких горных породах созданы конструкции мощных ударных узлов. Однако повышение энергии удара ограничивается прочностью бурового инструмента. Недостаточная работоспособность штанг и соединительных узлов приводит не только к необходимости увеличения производства и расхода буровой стали, но и вызывает большие потери времени на замену вышедших из строя штанг. В связи с этим необходимо разработать такую конструкцию соединительного узла, которая позволила бы увеличить работоспособность колонны штанг и повысить производительность труда при бурении скважин.

Следует также учесть, что прохождение ударного импульса через резьбовые соединения штанг с учетом касательных напряжений и деформаций изгиба вызывает сложную интерференцию волн напряжений. Теоретические расчеты не приводят к достоверным результатам ввиду сложности учета всех факторов, определяющих количественную и качественную картину волн напряжений в элементах соединительных узлов буровых штанг.

Для выбора рациональных параметров элементов соединений штанг необходима методика расчета максимальных напряжений, возникающих в них при одновременном нагружении става крутящим моментом, осевым усилием подачи и продольными ударами.

Для расчета на прочность элементов резьбовых соединений необходимо знать максимальные напряжения, действующие в соединительном узле. При нанесении ударов и постоянном действии крутящего момента происходит довинчивание штанг, в результате чего увеличиваются статические напряжения в соединительном узле [2], которые в расчетах на прочность элементов резьбовых соединений не учитывались.

Такая методика была разработана на кафедре ТХНГ ИГНД ТПУ [3], что позволило научно обосновать параметры и предложить конструкцию нового ниппельного соединения буровых штанг, на которое получен патента РФ на полезную модель и позволяет уже на стадии проектирования бурильной колонны оценить величину наибольших эквивалентных напряжений в элементах соединений штанг.

Новизну разработанной конструкции соединения штанг кратко можно сформулировать следующим образом.

Резьбовое соединение буровых штанг, состоящее из двух штанг, соединенных между собой ниппелем с цилиндрической резьбой, отличающееся тем, что резьба выполнена по всей цилиндрической поверхности ниппеля, а конец ниппеля, обращенный к забою скважины, имеет дорезьбовую часть с внешней конической поверхностью, который жестко закреплен в буровой штанге посредством радиального обжатия, при этом кромка торца дорезьбовой части ниппеля не выступает за пределы наименьшей внутренней окружности отверстия обжатия штанги, на конической поверхности ниппеля нанесены неровности, например в виде продольных канавок, бороздок. Проведенные ранее производственные испытания ниппельных соединений штанг подобной конструкции, также разработанной в ТПУ, показали существенные преимущества их по сравнению с муфтовыми соединениями буровых штанг [4].

Библиография

1. Глоба В.М. Сооружение подземных газонефтехранилищ. – Львов: Вища школа. Изд-во при Львовском университете, 1982. – 148 с.
2. Плетнев Л.Д., Алексеев В.Ф., Микитась А.П., Глущенко В.С. Новые шахтные бурильные установки / Горный журнал, №10, 1999. - С. 45 - 46.
3. Саруев А.Л. Динамические процессы в резьбовых соединениях штанг при вращательно-ударном способе бурения: Автореф. дис. канд. техн. наук. - Томск, 2005. - 20 с.
4. Саруев А.Л., Саруев Л.А., Лукьянов В.Г. Создание и производственные испытания ниппельного става штанг малого диаметра для вращательно-ударного бурения веера скважин из подземных выработок: Материалы докладов Шестой Международной научно-практической конференции «Перспективы развития горнодобывающей промышленности» 26-27 мая 1999. - Новокузнецк: Изд-во СибГИУ, 1999. - С. 197-199.

Контроль качества сборки окрайки

Виноградова Т.Г., к.т.н., доцент

tavin2008@mail.ru

В работе представлены результаты исследования сварочно-монтажных работ сборки окрайков днища. Приведены средства для контроль качества сборки окрайки.

Quality control of the window assembly

The results of the study of welding and installation works of the bottom edge assembly are presented in the work. The tools for quality control of the window assembly are given.

Известно, что по окончании сварочно-монтажных работ сборки окрайков днища необходимо проверить отсутствие изломов в стыках окрайков, прогибов выпуклостей металла, горизонтальность кольца окрайков в соответствии с требованиями РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 [1, 2].

Контроль качества:

- визуально-измерительный - 100 % длины всех сварных швов;
- радиографический - 100 % длины всех стыковых сварных швов окраек в зоне примыкания к стенке на участке 240 мм;
- вакуумированием - 100 % герметичность уторного шва, сварных швов днища.

Ремонт стенки резервуара

Согласно заключению по результатам полной технической диагностики резервуара РВСП-20000 № 9 ЛПДС «Юргамыш» полная замена первого пояса резервуара и в соответствии с пп. 2.3.2 РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 высотой 2000 мм, недопустимое отклонение образующей от вертикали в районе монтажного шва устраняется методом частичной замены вставками 1500х3000 мм во 2, 3, 4 и 5 поясах стенки.

Монтаж листов первого пояса производится последовательно совместно с заменой листов окраек днища.

Для замены листов стенки резервуара, предусматривается листовая сталь марки С345 по ГОСТ 27772-88* (09Г2С-12 по ГОСТ 19281-89*).

Перед монтажом, заменяемые листы должны быть отвальцованы на станке с радиусом изгиба $R = 22815$ мм.

Разделка кромок вертикальных стыковых соединений листов должна соответствовать для сварного шва С25 ГОСТ 14771-76*.

Разделка кромок соединения 1 пояса стенки с окрайками днища должна соответствовать для двухсторонней электродуговой сварки - шов тавровый ТЗ ГОСТ 14771-76*.

Сварка производится обратноступенчатым методом от середины к краям сварного соединения.

Длина ступени 200-250 мм.

Сварку соединений листов стенки с листами окрайков днища производят швом ТЗ ГОСТ 14771-76*.

В связи с заменой первого пояса и частичной заменой второго пояса стенки резервуара предусмотрен перенос существующего кольца растворопровода пенотушения выше монтажного горизонтального шва на отметку 5.20 м.

Ремонт дефектов стенки резервуара

Предусматривается ремонт дефектных сварных швов и дефектов основного металла стенки резервуара согласно дефектной ведомости заключения по результатам полной технической диагностики резервуара РВСП-20000 № 9 ЛПДС «Юргамыш», которые представляют собой: оплавления, задиры, подрезы, поры, скопления пор, вырыв металла, язвенная коррозия, грубая чешуйчатость, смещение кромок.

Ремонт производить согласно «Инструкции по ремонту электродуговой наплавкой металлоконструкций вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти».

Дефекты основного металла типа вырыв, задиры устранить путем зашлифовки дефектного участка заподлицо с основным металлом, если глубина залегания дефекта не превышает минусовой допуск на толщину проката, и путем зачистки дефектного участка, наплавки металлом и зашлифовки до основного металла при помощи абразивного инструмента, если глубина залегания дефекта превышает минусовой допуск на толщину проката и не превышает половины толщины листа.

Недопустимые дефекты типа подрез, устранить путем подварки сварного шва в месте подреза, с предварительной зачисткой.

Недопустимые дефекты типа пора, скопление пор и т.п. устраняются путем вышлифовки сварного шва с последующей заваркой.

Недопустимый дефект типа грубая чешуйчатость сварного шва устранить путем зашлифовки до плавного перехода к основному металлу.

Недопустимый дефект типа смещение кромок, выше допустимых значений оговоренных НТД, устранить в следующей последовательности:

- «распустить» сварной шов по оси по всей длине дефектного участка с припуском с обоих концов;

- установить кромки стыкуемых элементов, при помощи монтажных приспособлений, согласно требований НТД;

- заварить дефектный участок.

Перед выборкой внутренних дефектов провести дополнительный ультразвуковой контроль участков для уточнения размеров и глубины залегания дефектов.

Предусмотрено удаление остатков монтажных приспособлений согласно заключению 734-04.

Удаление произвести механическим способом с последующей зачисткой и контролем места зачистки методом цветной дефектоскопии.

Ремонт металлоконструкций резервуара производится на основании заключения по результатам полной технической диагностики резервуара РВСП-20000 № 9 ЛПДС «Юргамыш».

Все элементы конструкции резервуара используемые при ремонте, должны быть изготовлены на специализированном предприятии, имеющим лицензию ПТН РФ на данный вид деятельности.

Сварку при замене металлоконструкций резервуара производить полуавтоматической сваркой в среде защитного газа по ГОСТ 14771-76*.

Сварку при устранении дефектов сварных швов и основного металла стенки, днища и кровли резервуара производить ручной дуговой сваркой электродами Э50А по ГОСТ 9467-75* диаметром не более 3,25 мм, для сталей СтЗсп и 09Г2С соответственно. Полное техническое диагностирование и испытание резервуара после окончания строительных и монтажных работ перед проведением гидравлического испытания производится техническое диагностирование резервуара в объеме полного обследования согласно [3].

Организация, выполняющая работы по техническому диагностированию резервуара, должна иметь соответствующую лицензию Госгортехнадзора России.

Для выполнения работ по техническому диагностированию привлекаются независимые экспертные организации, которые располагают необходимыми средствами технического диагностирования, нормативно-технической документацией на контроль и оценку конструкций, а также имеют обученных и аттестованных в установленном порядке специалистов НК и экспертов.

Специалисты по техническому диагностированию должны быть аттестованы организацией, имеющей лицензию Госгортехнадзора России.

Аппаратура и средства, применяемые при техническом диагностировании резервуара, должны позволять надежно выявлять недопустимые дефекты. Не допускается применение аппаратуры, подлежащей государственной проверке и не прошедшей ее.

По результатам технического диагностирования резервуара организация, проводившая обследование, составляет отчет. Требования к составу отчета по результатам обследования изложены в п.3.6.1 [3], включающий выдачу заключения по гарантированному сроку безопасной эксплуатации резервуара.

Испытание резервуара

Испытание резервуара с понтоном после капитального ремонта следует производить согласно РД 16.01-60.30.000-КТН-026-0-04, [3] гидравлическим способом.

До начала испытания должна быть представлена вся техническая документация и проведена послеремонтная диагностика конструкции резервуара в объеме полного обследования согласно [3].

Перед проведением гидравлического испытания резервуара составляется акт готовности резервуара к проведению гидроиспытаний.

Уровень взлива при гидроиспытании с учетом конструкции существующего понтона определяет организация производящая диагностику, на основании результатов послеремонтного обследования, но не должна превышать уровня 10850 мм. Налив воды следует осуществлять ступенями по поясам с промежутками времени, необходимыми для выдержки и проведения контрольных осмотров. Производительность налива до всплытия понтона не более 1250 м³/ч.

На все время испытания должны быть установлены и обозначены предупредительными знаками границы опасной зоны с радиусом от центра резервуара не менее 91,26 м.

Все контрольно - измерительные приборы, задвижки и вентили временных трубопроводов для проведения испытания, должны находиться за пределами обвалования или иного аналогичного защитного сооружения на расстоянии не менее двух диаметров резервуара.

Лица, производящие испытание, должны находиться вне границ опасной зоны. Во время повышения давления допуск к осмотру конструкций разрешается не ранее, чем через 10 мин. после достижения установленных испытательных нагрузок.

Гидравлическое испытание следует проводить при температурах окружающего воздуха +5 °С и выше.

По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций и сварных швов.

При обнаружении течи из-под края днища или появления мокрых пятен на поверхности отстойки необходимо прекратить испытание, слить воду, установить и устранить причину течи.

Если в процессе испытания будут обнаружены свищи, течи и трещины в швах стенки (независимо от величины дефекта), испытание должно быть прекращено и вода слита до уровня:

- полностью - при обнаружении дефекта в I поясе;
- на один пояс ниже расположения дефекта - при обнаружении дефекта во II-V поясах;
- до V пояса при обнаружении дефекта в VI поясе.

Обнаруженные мелкие дефекты подлежат исправлению, а исправленные места - проверке на герметичность.

Резервуар, залитый водой до верхней проектной отметки, выдерживается под этой нагрузкой в течение 72-х часов.

Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если в процессе испытания:

- на поверхности стенки или по краям днища не появляются течи, и уровень воды не будет снижаться ниже проектной отметки;
- осадка днища резервуара по окрайке при незаполненном и заполненном резервуаре не будет превышать допустимых пределов.

- понтон плавно поднимается и опускается без рывков и заеданий, погружение понтона не превышает проектного более чем на 10 %.

По мере подъема и опускания понтона в процессе гидравлического испытания резервуара производят:

- осмотр внутренней поверхности стенки резервуара для выявления и последующей зачистки брызг наплавленного металла, заусенцев и других острых выступов, препятствующих работе уплотняющего затвора;

- проверку за движением и положением понтона, герметичность поплавок, плотность прилегания и плавность скольжения уплотняющих затворов;

- измерение зазоров между верхней кромкой наружной стенки юбки и стенкой резервуара, которые выполняются в зоне стыков между поясами (на расстоянии 50-100мм) против каждого вертикального шва стенки и при необходимости между швами измерительной металлической линейкой (ГОСТ 427-75*). Результаты измерений записывают в журнал монтажных работ, прикладывают к акту на испытание резервуара. Допускаются отклонения величины зазора от номинального плюс 100 мм - минус 80 мм;

- измерение зазоров между направляющими трубами и патрубками в понтоне. Допускается отклонение величины зазора от номинального ± 12 мм:

- схемы отклонений образующих от вертикали (замеры проводятся после слива воды для 20% образующих с наибольшими отклонениями по результатам замеров на монтаже, зафиксированных в журнале монтажных работ).

- схемы и таблицы зазоров между верхней кромкой юбки коробов понтона и стенкой резервуара, а также зазоров между направляющими и патрубками в понтоне.

На резервуар, прошедший испытания, составляется акт завершения монтажа конструкций.

После завершения монтажа не допускается приварка к резервуару каких-либо деталей и конструкций.

На резервуаре производятся работы по антикоррозионной защите и установке оборудования с оформлением соответствующих документов

Библиография

3. Правила эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководство по их ремонту. – М.: Госкомнефтепродукт СССР, 1986. – 97 с.

4. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Учебное пособие для ВУЗов / П.И.Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак А. М. Шаммазов.- Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

5. Регламент «Вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода в эксплуатацию», Москва. ОАО «АК Транснефть», 2001 – 19 с.

Проектные решения ремонта конструкций и оборудования резервуара

Виноградова Т.Г., к.т.н., доцент

tavin2008@mail.ru

В работе представлены результаты монтажа центральной стойки резервуара.

Design solutions for repair of tank structure sand equipment

The results of installation of the central strut of the tank are presented in the work.

Монтаж центральной стойки резервуара (диаметром 530 мм) с фундаментом для обеспечения устойчивости существующих поясов с фактическими толщинами, указанными в отчете по технической диагностике [1, 2];

- монтаж кольца жесткости на пятом поясе стенки для обеспечения устойчивости резервуара;

- замена участков стенки первого пояса толщиной 13 мм из стали С345 в зоне демонтажа существующих приемо-раздаточных патрубков ПРП, задефектованных люк-лазов первого пояса, в зоне монтажа нового оборудования в первом поясе стенки резервуара;

- замена участка стенки второго пояса толщиной 13 мм из стали С345 в зоне демонтажа элементов управления хлопушками приемо-раздаточных патрубков ПРП;

- замена седьмого пояса стенки толщиной 9 мм из стали С345 в месте устранения вмятины пятого, шестого и седьмого поясов стенки;

- замена участков восьмого пояса стенки толщиной 9 мм из стали С345 в месте демонтируемых существующих патрубков пеногенераторов;

- частичная замена центральной части днища листами толщиной 6 мм из стали С245 для устранения дефектов;

- замена двух приемо-раздаточных патрубков диаметром 630 мм с механизмом управления хлопушкой (2 шт.) на патрубки диаметром 720 мм (2 шт.);

- замена двух направляющих понтона диаметром 377 мм (1 шт.) и диаметром 273 мм (1 шт.) на направляющую стойку понтона диаметром 530 мм (1 шт.); монтаж люк-лаза овального 600×900 мм (1 шт.), диаметром 600×900 мм (1 шт.) с бобышкой в крышке для термопреобразователя диаметром 630 мм (2 шт.) в первом поясе стенки резервуара;

- монтаж люк-лаза овального 600×900 мм (1 шт.) в третьем поясе стенки;

- монтаж люка диаметром 720 мм в первом поясе под устройство размыва донных отложений (1 шт.), патрубков подслоного пожаротушения диаметром 219 мм (3 шт.), патрубка диаметром 159 мм для зачистки (1 шт.);

- монтаж патрубка (5 шт.) для установки генератора пены средней кратности в восьмом поясе. На крыше резервуара проектом предусмотрен монтаж следующих патрубков:

- монтажный диаметром 530 мм для вентиляционных патрубков (10 шт.);
- диаметром 585 мм (1 шт.) для направляющей понтона и диаметром 108 мм для датчика средней температуры, диаметром 159 мм (1 шт.) для люка замерного и монтаж измерительной трубы диаметром 204 мм (1 шт.) радарного уровнемера в направляющей понтона;
- диаметром 159 мм для сигнализатора верхнего допустимого уровня (3 шт.);
- диаметром 108 мм для извещателей пожарных (12 шт.).

Предусмотрено использование существующих люков и патрубков на крыше резервуара:

люк монтажный диаметром 1020 мм (1 шт.), монтажный диаметром 530 мм (2 шт.), для патрубка вентиляционного, монтажный диаметром 630 мм (1 шт.) в центре крыши для патрубка вентиляционного и люки световые диаметром 530 мм (4 шт.), а также на существующих патрубках монтаж заглушек: диаметром 108 мм (2 шт.), диаметром 273 мм (2 шт.), диаметром 377 мм (1 шт.) и диаметром 530 мм (4 шт.).

На крыше резервуара предусмотрено:

- ремонт всех перил с увеличением высоты ограждения до 1,25 м;
- монтаж дополнительных секций существующей кольцевой площадки обслуживания с ограждением;
- монтаж площадок обслуживания для пожарных извещателей (12 шт.);
- монтаж площадок для промывки кольца орошения (2 шт.);
- монтаж площадки обслуживания оборудования на направляющей и площадки обслуживания к центру кровли (1 шт.).

Понтон – металлический с открытыми коробами. Ковер состоит из трех полотнищ сваренных между собой встык, имеет 112 опорных стоек и две направляющих диаметром 300 мм. Крыша резервуара - самонесущая сферическая, сборно-щитовая, с опорой щитов на опорное кольцо стенки и центральное кольцо. Каждый из 24 щитов (из 2 лепестков) крыша состоит из 12 листов. На кровле размещены патрубки замерного люка D_y 150 мм, уровнемера «Кор-Вол», сигнализатор аварийного уровня СУЖ-1Н, вентиляционные патрубки (D_y 500 13 шт.), огневые предохранители (ОП-500 6 шт.), термоизвещатели (ИП-103 5 шт.), четыре световых люка (D_y -500 4 шт.), а также площадки обслуживания и ограждения по периметру.

Резервуар имеет системы: орошения, размыва донных отложений и пожаротушения.

Резервуар имеет систему промышленно - ливневой канализации, состоящей из приемной воронки, трубопровода D_y 100 мм, хлопушки ХП - 100, железобетонного люка и сборного колодца.

Лестница шахтного типа.

Резервуар заземлен пятью защитными элементами.

Молниезащита осуществляется отдельно стоящими мачтами.

Проектом предусматривается частичная замена днища резервуара.

Для замены окрайки днища - сталь С345 ГОСТ 27772-88* толщиной 9 мм размером 1490x7942 мм.

Листы окрайки днища соединяются стыковым сварным швом на остающейся подкладке по ГОСТ 14771-76*. Окрайка с центральной частью днища соединяются нахлесточным сварным швом по ГОСТ 14771-76*.

Длина ступени 200-250 мм. Приварка подкладных пластин производится на заводе изготовителе прерывистым сварным швом по ГОСТ 5264-80*.

Подкладки должны выступать за край свариваемых листов окраек (со стороны наружной стенки резервуара) на длину не менее 30 мм, зазор между подкладной пластиной и листом окрайки днища не должен превышать 0,5 мм.

При монтаже листа окрайки необходимо выдерживать расстояние между сварными соединениями окраек днища и вертикальными сварными швами первого пояса стенки не менее 100 мм.

Конец свариваемого шва выводится за пределы листа окрайки на 30мм. Сварка выполняется от середины сварного шва к краям.

По окончании сварки листов окраек днища между собой, выступающие концы технологических подкладок срезают с последующей зачисткой торцов абразивным инструментом заподлицо с основным металлом окрайки.

Контроль качества сборки окрайки.

По окончании сварки листов окраек днища между собой, выступающие концы технологических подкладок срезают с последующей зачисткой торцов абразивным инструментом заподлицо с основным металлом окрайки.

Контроль качества сборки окрайки.

По окончании сварочно-монтажных работ сборки окрайков днища необходимо проверить отсутствие изломов в стыках окрайков, прогибов выпуклостей металла, горизонтальность кольца окрайков в соответствии с требованиями РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04.

Библиография

6. Правила эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководство по их ремонту. – М.: Госкомнефтепродукт СССР, 1986. – 97 с.

7. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: Учебное пособие для ВУЗов / П.И.Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак А. М. Шаммазов.- Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

Основы трехмерного проектирования

Никитин А.В., к.ф.-м.н., доцент

Ligalas5@mail.ru

Статья посвящена применению трехмерного проектирования САПР в нефтегазовой отрасли.

Basics of three-dimensional design

The article is devoted to the application of three-dimensional CAD design in the oil and gas industry.

В нефтегазовой отрасли можно выделить несколько направлений проектирования САПР:

- проектирование технологического оборудования месторождений и процессов переработки нефтепродуктов (технологическое проектирование, проектирование АСУТП);
- проектирование объектов инфраструктуры и обустройство месторождений (дорожное, электротехническое, архитектурно-строительное проектирование);
- подготовка производства технологического оборудования;
- проектирование трубопроводного транспорта и вспомогательного оборудования (компрессорные, дожимные станции);
- обеспечение строительно-монтажных и производственных служб рабочих и эксплуатационной документацией;
- обеспечение производственных служб ремонтной документацией;
- инженерное сопровождение строительно-монтажных и ремонтных работ;
- поддержка научно-изыскательных и исследовательских работ (анализ, моделирование, прогнозирование).

Задачи, решаемые комплексной САПР в нефтегазовой отрасли, показаны на рис. 1.

Проще говоря, проектные подразделения идут по пути внедрения и использования САПР, единой для всех частей проекта, включающей в себя расчет потоков, построение PFD-и P&ID-диаграмм, создание трехмерной модели, получение монтажно-компоновочных чертежей, расчет трубопроводов на прочность, а также части КИПиА и электрическую часть. Однако вопрос о выборе такой комплексной САПР и удовлетворении ею всем условиям всегда остается открытым. Поэтому часто идут по другому пути – использованию системы, позволяющей создать единую информационную модель проекта, с которой рабо-

тали бы различные специализированные САПР. Причем такая система должна не только обеспечивать передачу инженерной информации, но и быть хранилищем данных с возможностью организации документооборота проектной, конструкторской, эксплуатационной и исполнительной документации.

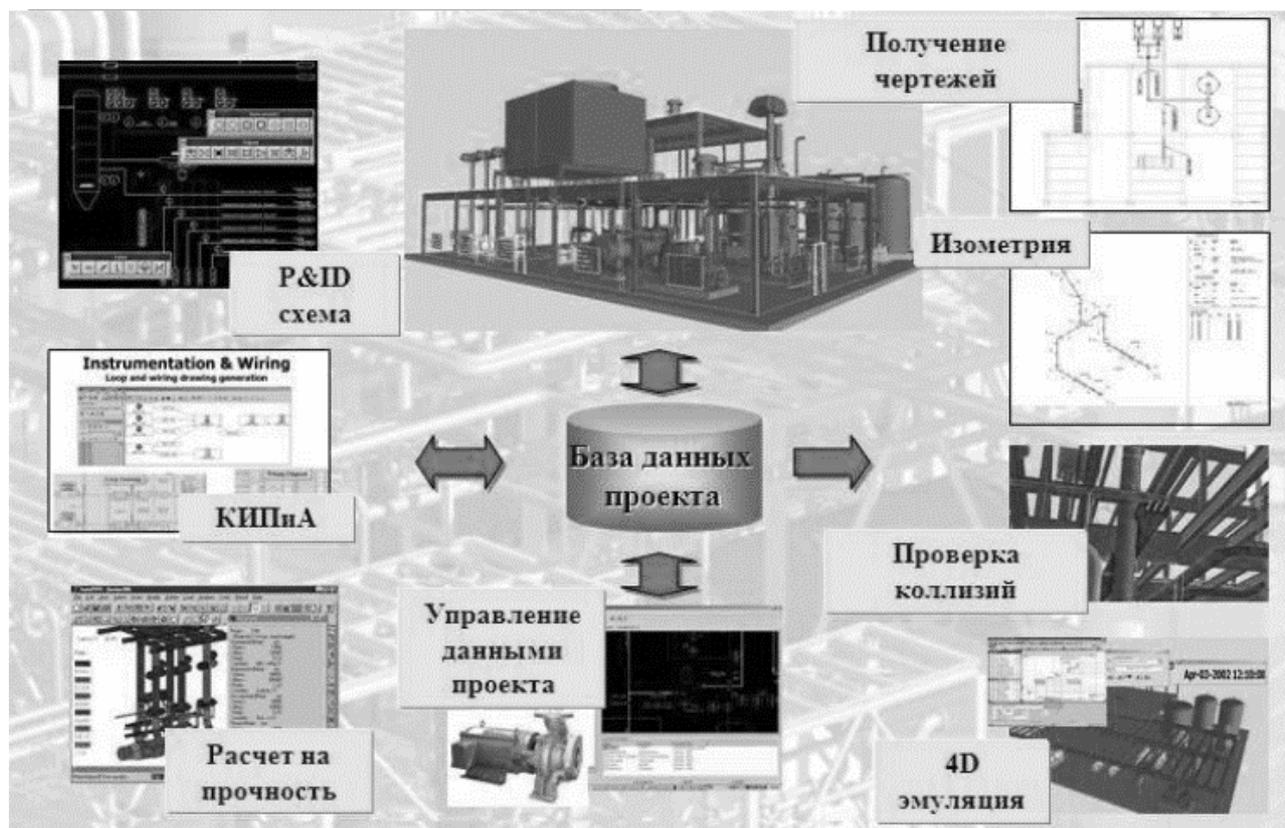


Рисунок 1 - Задачи, решаемые в нефтегазовой отрасли комплексной САПР

Это позволит сопровождать объект проектирования на протяжении всего жизненного цикла, начиная со стадии проекта и заканчивая эксплуатацией. Рассмотрим основные САПР, применяемые в нефтегазовой отрасли, и решаемые ими при этом задачи. Лидерами в этой области информационных технологий, применяемых в нефтегазовой промышленности России, являются компании Autodesk (AutoCAD, PlanCAD), Bentley Systems (Microstation) и Integraph. Несомненный интерес представляют разработки и российской компании «Аскон», постепенно отвоевывающей позиции у своих матерых конкурентов. Ниже будут рассмотрены первые две из этих компаний (как лидеры рынка) с краткой характеристикой наиболее популярных приложений, применяемых в нефтегазовой отрасли. Каждая из флагманских САПР (в данном случае, это CAD/CAM-системы) этих производителей «обросла» огромным количеством дополнительных приложений и модулей, позволяющих решать любые задачи проектирования и моделирования.

В силу ограниченности объема здесь будут рассмотрены только некоторые из них, наиболее интересные (с точки зрения автора) и не совсем стандартные в применении. Кроме того, ниже дан обзор некоторых систем трехмерного проектирования и сопровождения проекта, с успехом применяемых в нефтега-

зовой отрасли: PLANT4D, AvevaPDM и Lotus PDM PLUS. Рассмотрен порядок создания проекта на примере комплекса SmartPlant Enterprise от компании Integraph. Предварительно отметим, что рассматриваемые далее САПР относят к системам с трех-мерным проектированием (моделированием), однако это не совсем верно. Фактически следует говорить об информационном моделировании объектов (BIM – Building Information Modeling). При информационном моделировании в объект закладывается не только его геометрия, но и все остальные параметры, которые относятся к реальной конструкции, такие как материал, покрытие, стандарт, номер позиции и отправочной марки, название марки КМ и КМД, информация о том, с какими объектами произведено соединение, тип этого соединения и прочие. После того, как модель получена, все эти данные обрабатываются компьютером и в автоматическом режиме отражаются на чертежах, ведомостях, передаются в другие отделы предприятия. Тем самым конструктор избавляется от огромного количества рутинной работы и может сосредоточиться на главном – на конструкции, на принятии технических решений, оперируя удобным визуальным представлением будущего сооружения.

Библиография

1. Габрусенко, В.В. Основы проектирования каменных и армокаменных конструкций (в вопросах и ответах): Учебное пособие / В.В. Габрусенко. - М.: АСВ, 2015. - 152 с.
2. Щепетов, А.Г. Основы проектирования приборов и систем: Учебник и практикум для академического бакалавриата / А.Г. Щепетов. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 458 с

УДК 681.52, 665.6/.7

**Цифровая система автоматического регулирования
положения горизонтально вращающегося ротора
высокоэнергетических газокompрессорных установок**

Михеев Г.М., д.т.н., профессор;
Тогузов С.А., старший преподаватель
polytechnik@yandex.ru

Рассмотрены особенности стенда для исследования систем управления активным магнитным подвесом ротора высокоэнергетических газокompрессорных установок. Приведено описание цифровой системы автоматического регулирования положением горизонтально вращающегося ротора.

**Digital system of automatic regulation of the position
of the horizontally rotating rotor of high-energy gas compressor units**

The features of the stand for the study of control systems of active magnetic suspension of the rotor of high-energy gas compressor units are considered. The description of digital system of automatic regulation by position of horizontally rotating rotor is resulted.

В системе магнитного подвеса с помощью датчиков измеряется пространственное положение ротора, и вырабатываются сигналы для управляющих электромагнитов. Система автоматического управления активными магнитными подшипниками предназначена для удержания управляемого вала в заданном положении. Положение ротора характеризуется пятью степенями свободы (продольное перемещение и поперечные перемещения концов вала ротора) [1, 2], которыми соответственно необходимо управлять для стабилизации положения ротора при различных режимах работы и нагрузки стенда. Силовая часть стенда состоит из блока управления питанием, пяти идентичных каналов датчиков и драйверов управления магнитами.

Блок управления питанием системы предназначен для погашения электрических помех, формирования питающих напряжений цепей магнитов, управление работой понижающих и повышающих блоков питания цепей

управления электромагнитов, контроль энергопотребления системой, защита от короткого замыкания, передача информации о состоянии управляющему компьютеру.

Результатом работы блока является создание благоприятных режимов работы системы автоматического управления, защиты электронных компонентов от появления токов короткого замыкания, а также производит аварийное отключение с информированием системы при возникновении критичного отклонения питающего напряжения от нормы, превышении токов потребления выше нормы и прочих нештатных ситуациях.

Структурная схема блока управления питанием состоит из двух частей: схемы входной фильтрации и управления и схемы цифрового контроля и формирования управляющих сигналов.

Структурная схема входной фильтрации изображена на рис. 1.

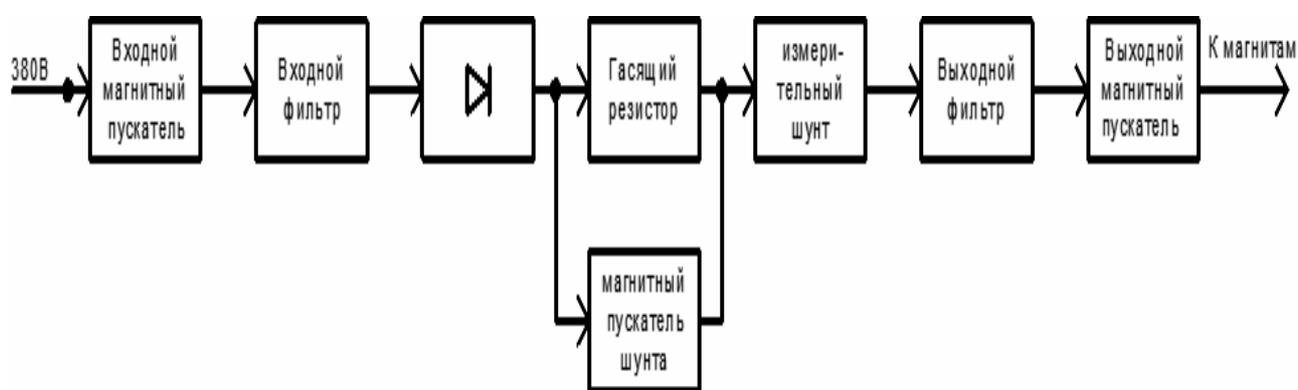


Рисунок 1 – Схема структурная входной фильтрации

На входе схемы установлен входной магнитный пускатель, управляющий подачей входного напряжения сети 380В на общую схему. При возникновении аварийной ситуации: выход из строя последующей схемы или ошибка в работе САУ АМП происходит его отключение. За входным магнитным пускателем располагается входной фильтр, обеспечивающий фильтрацию сетевого напряжения от помех, гашение помех поступающих от электромагнитов, защиту питаемых цепей от бросков сетевого напряжения при аварийных ситуациях (удары молнии, кратковременные броски повышенного напряжения).

Отфильтрованное напряжение поступает на выпрямитель, собранный по одной из известных схем трехфазного выпрямительного моста.

Для получения из этого напряжения постоянного его необходимо отфильтровать. С этой целью применим емкостной выходной фильтр, расположенный за гасящим резистором и измерительным шунтом. Гасящий резистор необходим для ограничения тока заряда емкостного фильтра и обеспечения надежности его работы. Когда ток, проходящий через гасящий резистор, спадает до 5А, его выводы замыкаются накоротко при помощи магнитного пускателя, отключая резистор в режиме нормальной работы системы.

Измерение тока, протекающего при заряде емкостного входного фильтра и через схемы управления электромагнитами, осуществляется при помощи измерительного шунта.

Структурная схема цифрового контроля и формирования управляющих сигналов представлена на рис. 2.

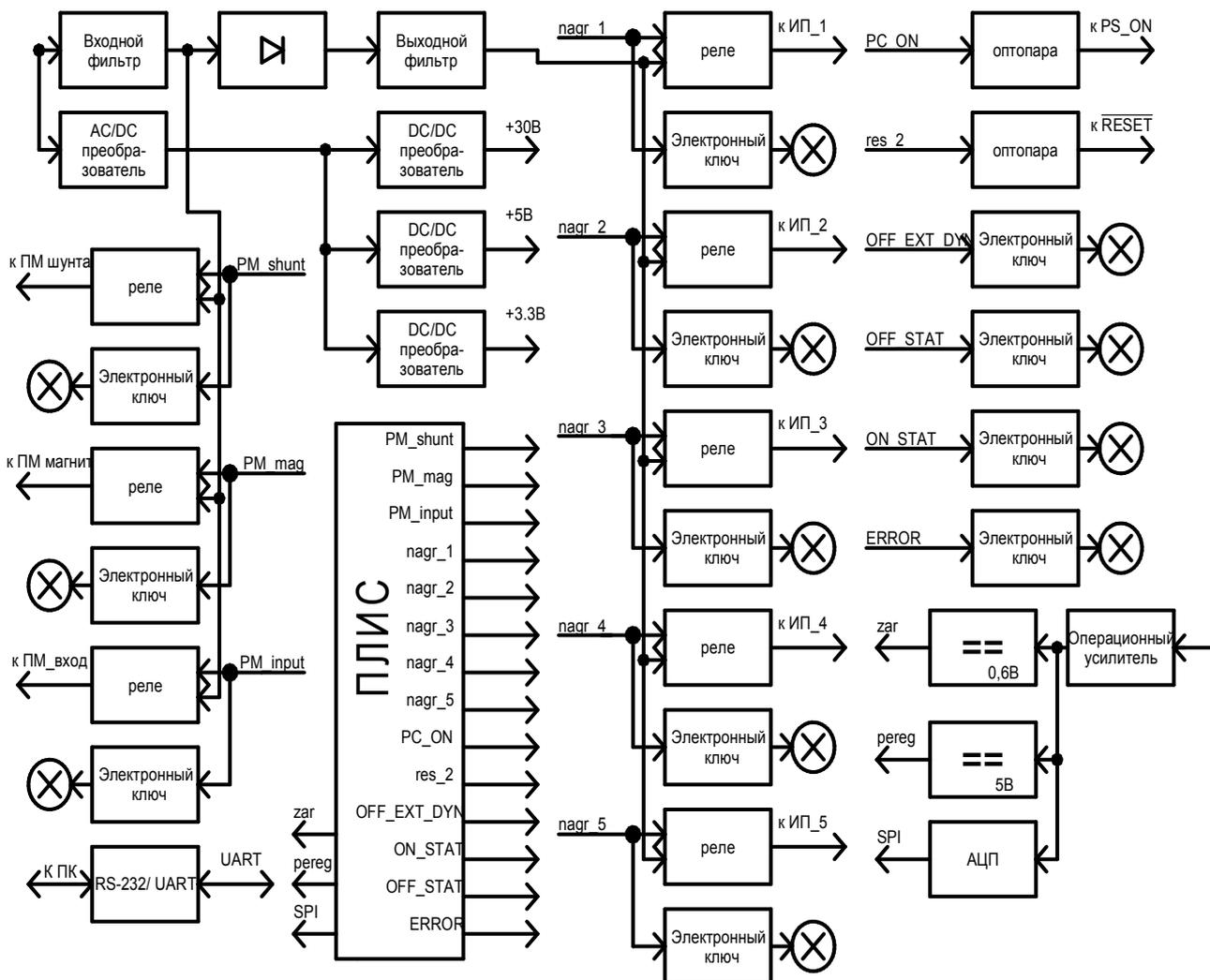


Рисунок 2 – Схема структурная цифрового контроля и формирования управляющих сигналов

Схема источников питающих напряжений состоит из входного фильтра, ограничивающего проникновение помех из питающей сети в цепи управления магнитных пускателей, выпрямителя и выходного фильтра. Напряжение с выхода входного фильтра поступает на реле управляющих магнитными пускателями. Для питания схемы цифрового контроля и формирования управляющих сигналов применяется цепь из AC/DC преобразователя и трех DC/DC преобразователей.

AC/DC преобразует напряжение питающей сети в пониженное постоянное напряжение поступающее на входы DC/DC преобразователей, которые создают питающие напряжения для управляющих реле, операционного усилителя, схем сравнения, электронных ключей, ПЛИС.

Канал датчика состоит из измерительного емкостного датчика, образованного фиксированной обкладкой и поверхностью ротора, расположенных на его противоположных сторонах). Структурная схема одного канала датчика изображена на рис. 3.

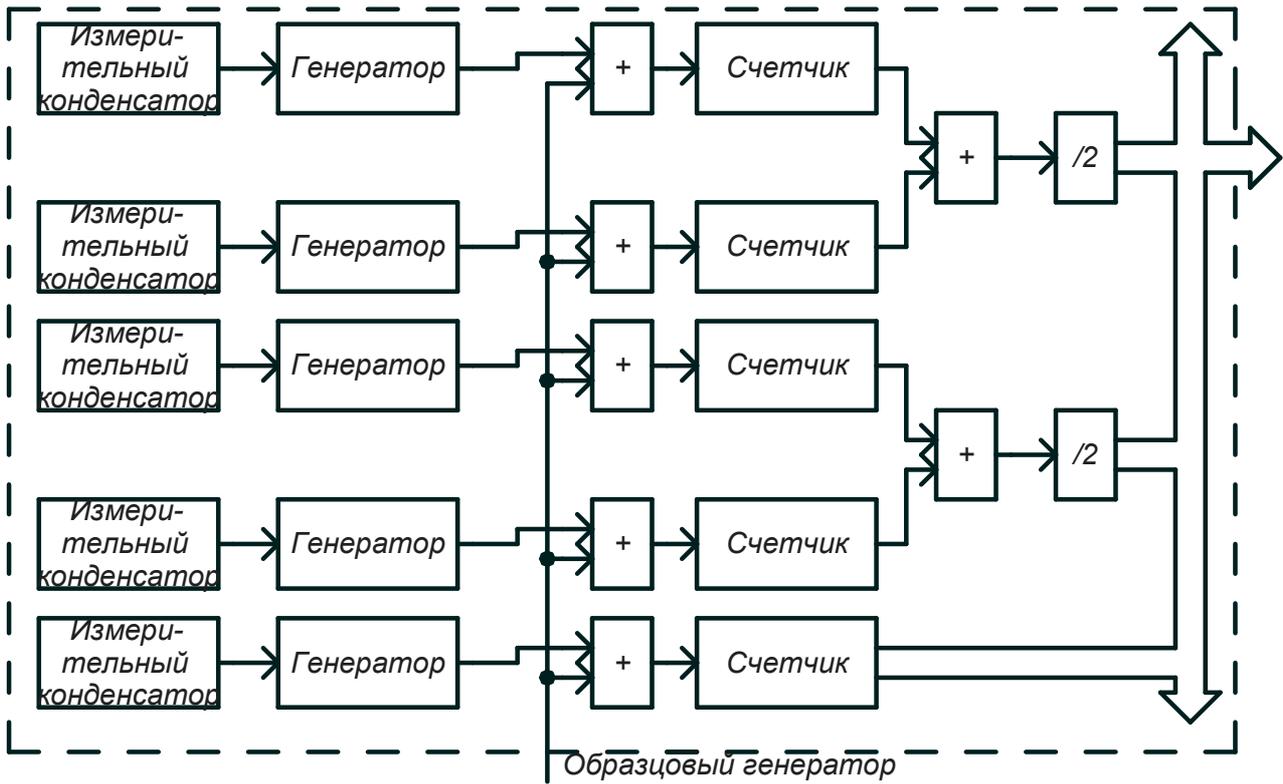


Рисунок 3 – Структурная схема канала датчика

Канал драйвера содержит цепи управления и цепи измерения технологических режимов (рис. 4).

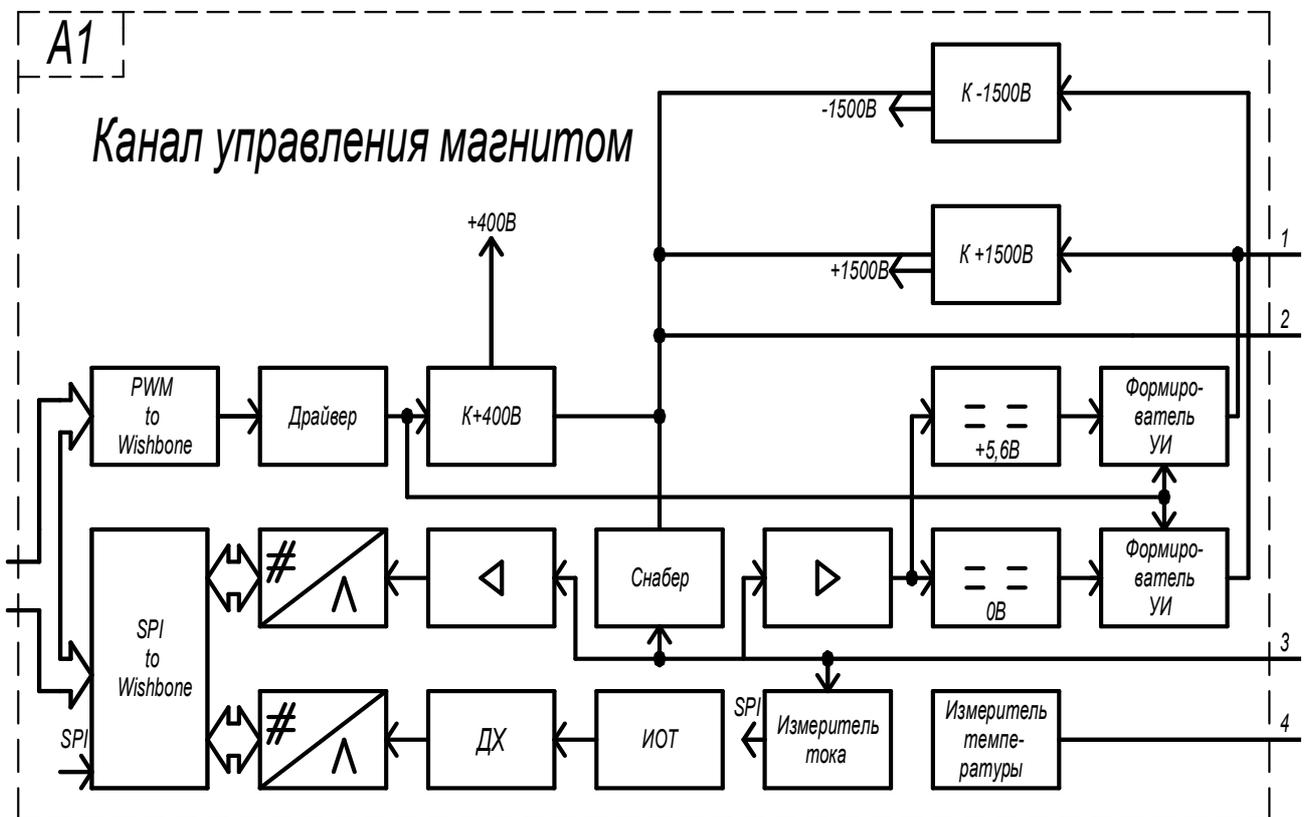


Рисунок 4 – Структурная схема канала драйвера

Канал управления магнитом производит обмен данными с системой автоматического управления через внутренний интерфейс Wishbone, что дает возможность, подключение любого необходимого адаптера, либо контроллера к интерфейсу. Управление магнитом осуществляется по цепям 2 и 3. Цепь 1 применяется для работы индуктивного датчика, цепь 4 указывает на физический контакт измерителя температуры электромагнита.

Канал управления магнитом содержит подканал управления и подканал контроля работой магнита.

Практическое использование стенда позволит экспериментально дополнять расчетное проектирование активных магнитных подшипников, верифицировать расчеты их тепловых и магнитных полей [3, 4], экспериментально проверить результаты синтеза и устойчивость системы автоматического управления с пятью контурами, соответствующим степеням свободы горизонтально вращающегося ротора высокоэнергетических установок с магнитным подвесом.

Библиография

1. Журавлев Ю.Н. Активные магнитные подшипники: Теория, расчет, применение. - СПб.: Политехника, 2003. - 206 с.

2. Евдокимов Ю.К. Синтез системы автоматического управления активным магнитным подвесом/ Ю.К. Евдокимов, Т.А. Изосимова // Труды республиканского научного семинара АН РТ "Методы моделирования". Вып. 5. - Казань: Изд-во "Фэн" ("Наука"), 2013. - С. 178-190.

3. Евдокимов Ю.К. Моделирование магнитного поля радиального активного магнитного подшипника высокоэнергетической установки/ Ю.К. Евдокимов, С.А. Тогузов //Труды республиканского научного семинара АН РТ "Методы моделирования". Вып. 5. - Казань: Изд-во "Фэн" ("Наука"), 2013. - С. 191-202.

4. Евдокимов Ю.К. Численное моделирование электромагнитного поля активных магнитных подшипников высокоэнергетических установок в квазистатическом и динамическом режимах электропитания// Ю.К. Евдокимов, С.А. Тогузов // Сборник трудов международной НТК "Проблемы и перспективы развития авиации, наземного транспорта и энергетики АНТЭ-2013". - Казань, 2013. - С. 209-215.

УДК 004.4, 665.6.7

Автоматизированный стенд для исследования магнитных подшипников высокоэнергетических газокompрессорных установок

Тогузов С.А., старший преподаватель

polytechnik@yandex.ru

Работа посвящена разработке автоматизированного испытательного стенда для исследования активных магнитных подшипников высокоэнергетических газокompрессорных установок. В данной статье представлена структурная схема испытательного стенда, рассмотрены конструкция и технологии изготовления радиальных и осевых активных магнитных подшипников.

Automated stand for research of magnetic bearings of high-energy gas compressor units

The work is devoted to development of an automated test bench for the study of active magnetic bearings of high-energy plants. This report presents the block diagram of the test bench, the design and manufacturing technologies of radial and axial active magnetic bearings.

Цель работы – разработка и создание стенда для исследования системы с активными магнитными подшипниками (магнитным подвесом) роторов высокоэнергетических установок.

В системе магнитного подвеса с помощью датчиков измеряется пространственное положение ротора и вырабатываются сигналы для управляющих электромагнитов. Положение ротора характеризуется пятью степенями свободы (продольное перемещение и поперечные перемещения концов вала ротора), которыми соответственно необходимо управлять для стабилизации положения ротора при различных режимах работы и нагрузки энергетической установки. Таким образом, система управления магнитным подвесом, адекватная объекту, должна быть многосвязной и многоконтурной системой управления.

При разработке стенда авторы ставили следующие системные задачи:

1. Габариты, геометрические размеры ротора, электрический привод и режимы нагрузки, скорости вращения, геометрия и мощности электромагнит-

ной системы должны максимально соответствовать реальным роторным машинам и энергоустановкам, выпускаемым Казанским компрессорным заводом.

2. Предусмотреть в стенде систему идентификации ротора как динамической системы с возможностью генерации различных видов узкополосных и широкополосных воздействий.

3. Система управления, включающую аппаратную платформу и программное обеспечение, должна обеспечивать управление левитацией ротора в жестком реальном масштабе времени с шагом дискретизации по времени не превышающей 10 мкс.

4. Система датчиков, система измерения, управляющие электромагниты и силовая электроника должны обеспечивать соответствующее быстродействие управления.

5. Предусмотреть возможность реализации алгоритмов управления различной сложности: от автономного ПИД-регулирования на каждую степень свободы до оптимального управления, учитывающего колебания вала ротора как упругой распределенной системы.

6. Для реализации алгоритмов с большим быстродействием в режиме жесткого реального времени предусмотреть использование в контуре регулирования встроенных аппаратных средств на основе программируемых логических интегральных схем (ПЛИС).

Благодаря взаимосвязи механических и электронных компонентов, а также сложного программного обеспечения, входящих в состав системы, электромагнитный подшипник представляет собой типичный продукт мехатроники [1]. Структурная схема разработанного стенда с перечисленными выше функциональными возможностями приведена на рис. 1.

В настоящее время при проектировании ротодинамических мехатронных систем активно используются инструменты для компьютерного моделирования, как правило, на основе метода конечных элементов. Они позволяют моделировать взаимодействие всех важных компонентов, таких как валы, рабочие колеса, подшипники, уплотнения и т.д. и принимать во внимание соответствующие эффекты, такие как инерция, демпфирование, жесткость, гироскопические эффекты, дисбаланс, силы взаимодействия и т.д. Эти инструменты позволяют определить многие параметры: формы колебаний и дисбаланса, резонансные частоты, значения затухания и переходные колебания. Хотя эти мощные инструменты сами, как правило, работают без затруднений, проблемы чаще всего возникают в поиске правильного ввода данных. В частности, не все физические параметры доступны из теоретических расчетов. Это особенно проявляется для конструкций ротора со сложной геометрией, переменного зазора, переменной нагрузки и т.д., амортизаторы, уплотнения, рабочие колеса и т.д. описываемые ротодинамическими коэффициентами. В таких случаях необходимые данные должны быть взяты из прежнего опыта или должны быть определены экспериментально с помощью процедуры идентификации на реальном оборудовании или с помощью испытательных стендов.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики стенда:

–Привод ротора – двигатель постоянного тока с регулируемой скоростью вращения с мультиплексором (редуктором) до 30000 об/мин и специальной муфтой для соединения с ротором.

–Электромагнитное управление пятью степенями свободы вращающегося ротора (перемещения по вертикали и по горизонтали на концах ротора, а также осевые (продольные) перемещения).

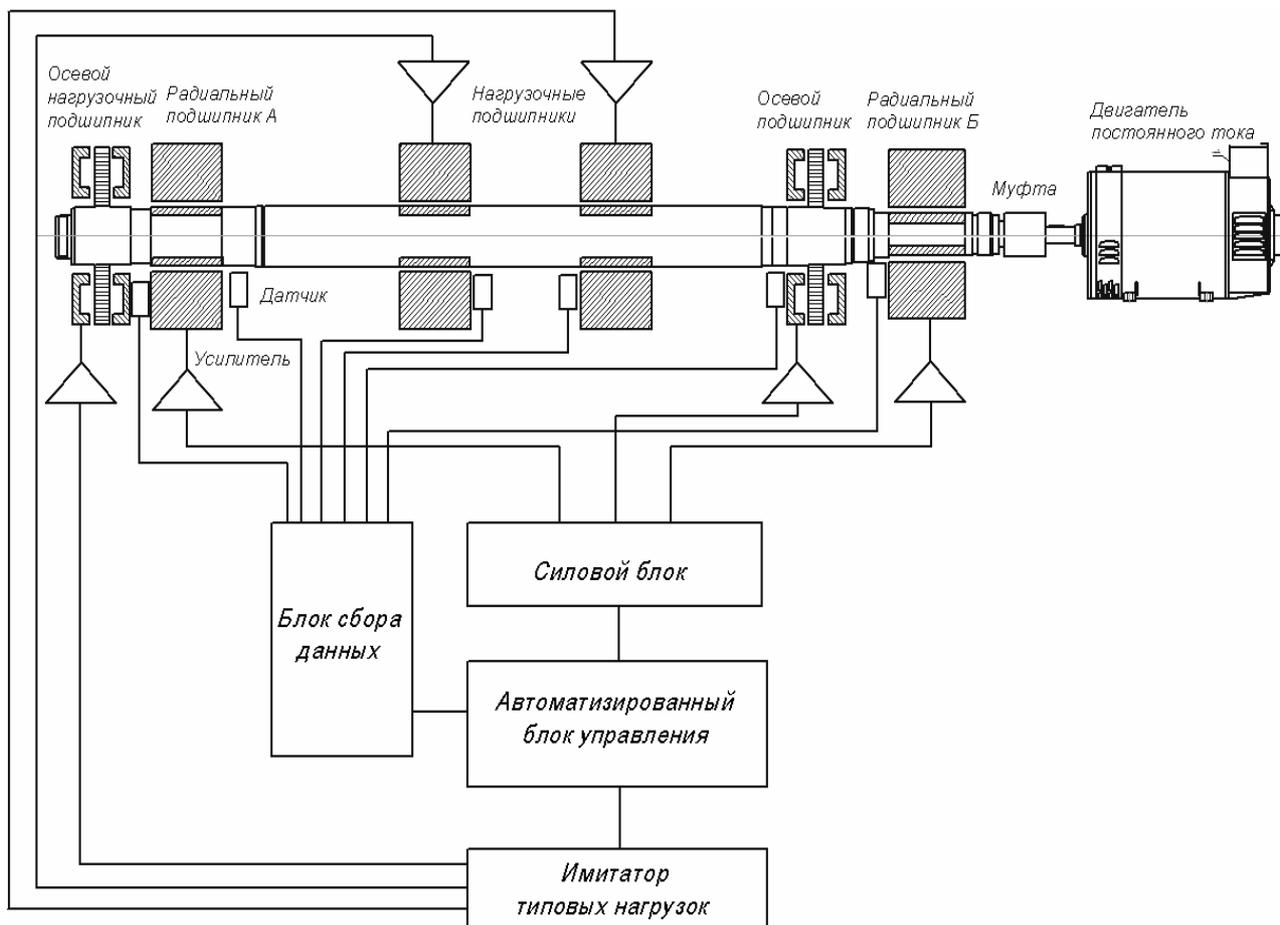


Рисунок 1 – Структурная схема стенда

–Два дополнительных нагрузочных радиальных подшипника и один осевой нагрузочный подшипник, выполняющие имитацию различных режимов нагрузок.

–Способ управления электромагнитами: а) широтно-импульсная модуляция тока или напряжения; б) частотно-импульсная модуляция тока или напряжения.

–Датчики положения ротора – дифференциальные трансформаторно-индуктивные датчики, с возможной частичной заменой на емкостные датчики.

–Диаметр вала ротора в месте размещения электромагнитов 90 мм, длина 1197 мм.

–Страховочные подшипники ротора должны обеспечивать управляемый зазор 100 мкм.

–Аппаратная платформа для управления режимами работы стенда и

управления электромагнитами в реальном масштабе времени: система PXI или CompactRIO компании NI (США).

–Среда программирования – система графического программирования LabVIEW.

–Элементная база силовой коммутационной электроники – силовые полевые транзисторы.

Автор при консультационной поддержке Казанского компрессорного завода разработана конструкторская документация и изготовлен стенд, трехмерная модель которого представлена на рис. 2.

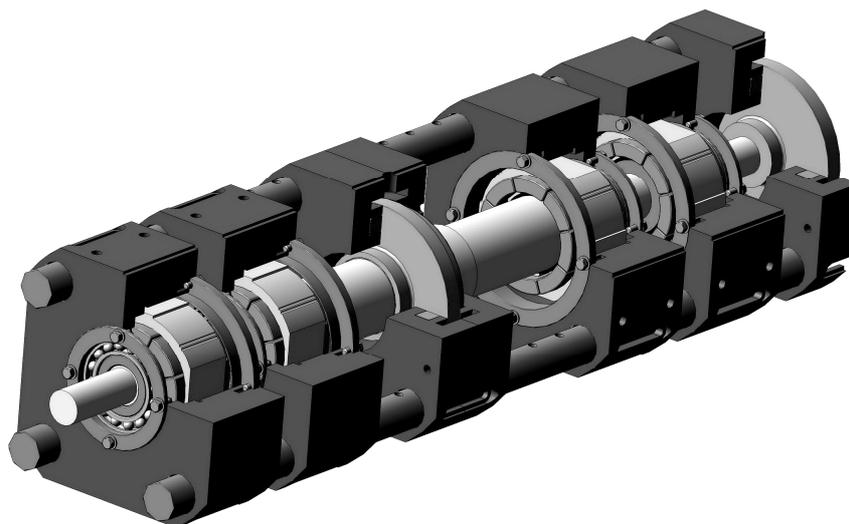


Рисунок 2 – Трехмерная модель стенда

Ротор стенда (рис. 3) выполнен из стали 3. Осевые подшипники состоят из диска, который так же крепится на вал и статорной части, содержащий один или два паза под обмотку. Статорные части радиальных и осевых подшипников закрепляются в отдельных корпусах, соединенных между собой специальными штифтами. Для исследования параметров системы в как можно более полном объеме, корпус стенда выполнен в виде отдельных корпусов, что позволяет провести большее количество экспериментальных исследований и подключать различные виды датчиков без разборки стенда.

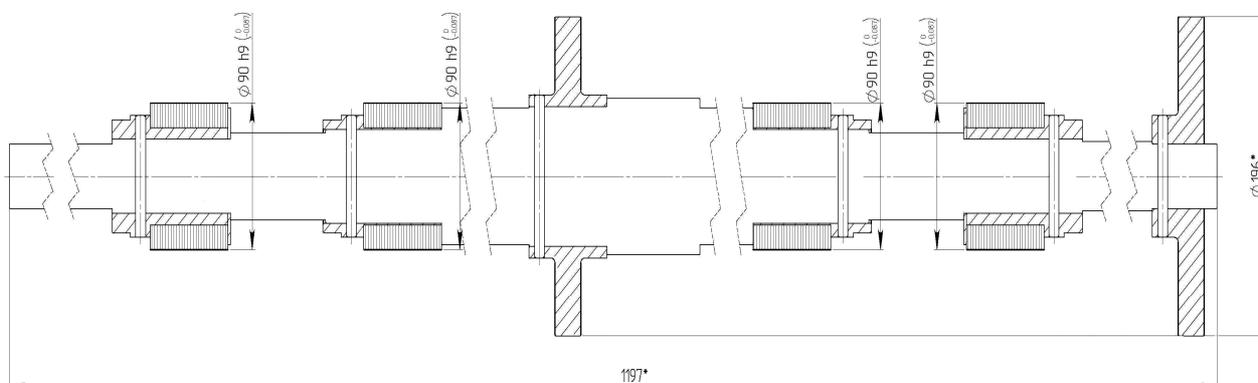


Рисунок 3 – Ротор стенда

Геометрия радиального магнитного подшипника была оптимизирована с помощью методики, описанной в [2]. Основные геометрические размеры радиального активного магнитного подшипника стенда:

d – диаметр цапфы 90 мм;

D – наружный диаметр статора 164 мм;

l – длина пакета статора 60 мм;

L – длина (осевой размер) подшипника 85 мм (длина корпуса в сборе со страховочным упорно-опорным подшипником 143 мм (рис. 4));

t – толщина пакета цапфы 15 мм;

p – число полюсов 8;

δ – радиальный зазор 0,5 мм;

n – допустимая скорость вращения 15000 об/мин.

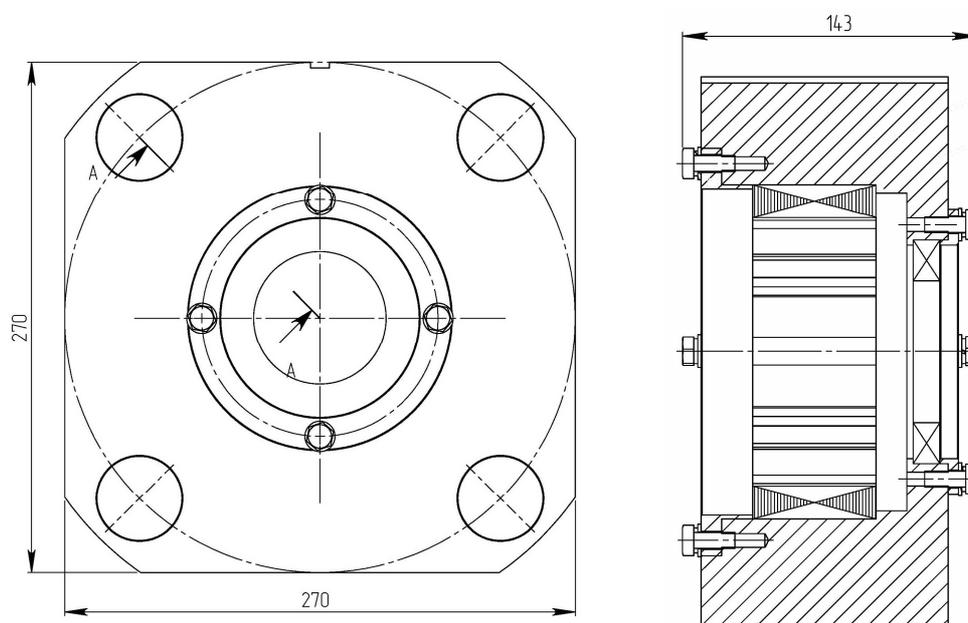


Рисунок 4 – Корпус радиального подшипника

Технология изготовления статора и ротора радиального магнитного подшипника следующая: из листовой стали вырезаются пластины, которые собираются в пакеты и свариваются. Далее, на статорную часть наматывается обмотка и помещается в корпус электромагнита (рис. 4), содержащий страховочный подшипник, а роторная часть одевается на ротор стенда и обрабатывается, шлифуется до необходимой точности и чистоты поверхности уже вместе с ротором для получения требуемого зазора между статором и ротором электромагнита. Листы статора и ротора электромагнита вырезаются из листовой стали 2212 толщиной 0,5 мм.

Характеристики радиального магнитного подшипника стенда при $B = 1$ Тл, $k_{Cu} = 0,5$ (коэффициент заполнения площади паза медью):

A – площадь, занимаемая обмоткой в пазу $447,5 \text{ мм}^2$;

j_{\max} – максимальная плотность тока	6 А/мм ² ;
F – тяговое усилие	662 Н;
i_{\max} – максимальный ток	10 А;
n – число витков на полюс	80;
a_0 – площадь сечения проводника	1 мм ² ;
R – омическое сопротивление катушки	0,2 Ом;
l_m – средняя длина проводника катушки	191 мм;
P_1 – мощность тепловых потерь одного электромагнита	3 Вт.

Характеристики осевого магнитного подшипника стенда при $B = 1$ Тл

(рис. 5),

i_{\max} – максимальный ток	15 А;
j_{\max} – максимальная плотность тока	6 А/мм ² ;
k_{Cu} – коэффициент заполнения площади паза медью	0,5;
a_0 – площадь сечения проводника	1,2 мм ² ;
F – тяговое усилие	1250 Н;
n – число обмоток	2;
P_1 – мощность тепловых потерь одного электромагнита	4 Вт.

Нагрузочный осевой подшипник имеет конструкцию аналогичную половине осевого магнитного подшипника, представленного на рис. 5.

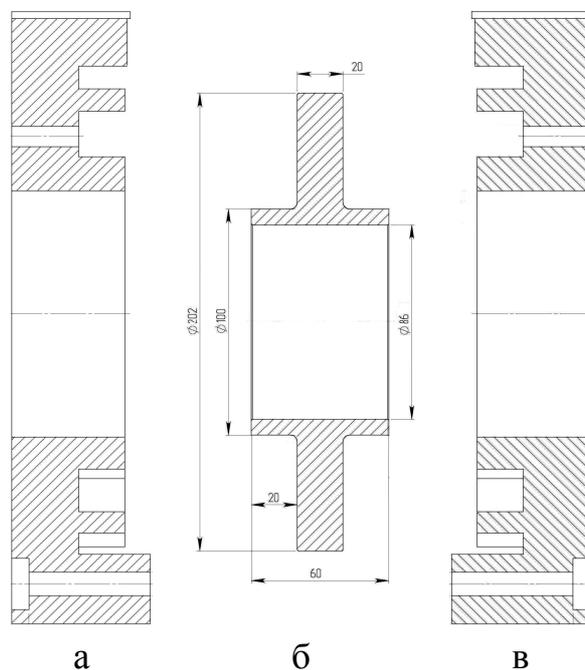


Рисунок 5 – Осевой активный магнитный подшипник
а, в – корпус, б – диск

Соосность электромагнита и страховочного подшипника обеспечивается с помощью специальных подстроечных винтов, соосность электромагнитов обеспечивается специальными штифтами, устанавливаемыми между корпусами электромагнитов. Также соосно устанавливаются 10 индуктивных датчиков положения. Стенд содержит датчики скорости и момента вращения, вибродатчик, датчики Холла для исследования распределения магнитного поля в воздушных зазорах электромагнитов. Информация с датчиков обрабатывается измерительной системой стенда, отображается в информационной системе, разработанной в среде LabVIEW, и используется в многоканальной цифровой системе автоматического регулирования магнитным подвесом ротора.

Разработка автоматизированного стенда ведется ООО «Технологии автоматизации» при финансовой поддержке Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере (государственный контракт №7954р/11342 от 17.04.2010 «Разработка стенда для исследования систем автоматического управления активным магнитным подвесом»). Результаты будут применены при производстве высокоэнергетических установок с магнитным подвесом.

Библиография

1. Gerhard Schweitzer, Eric H. Maslen, Ren'e Larssonneur, Eric Maslen, etc. Magnetic Bearings: Theory, Design, and Application to Rotating Machinery. Springer - Verlag Berlin Heidelberg, 2009. - 535 p.
2. Журавлев, Ю.Н. Активные магнитные подшипники: Теория, расчет, применение. - СПб.: Политехника, 2003. - 206 с.

Система автоматизированного управления аппаратом воздушного охлаждения газа (САУ АВО газа)

Тогузов С.А., старший преподаватель;

Никитин А.В., к.ф.-м.н., доцент

Ligalas5@mail.ru

В работе представлена система автоматического управления аппаратами воздушного охлаждения, предназначенная для обеспечения точного ($\pm 2^\circ\text{C}$) автоматического поддержания заданной температуры газа в выходном коллекторе и защиты теплообменных труб от гидрообразования. Представлена схема реализации.

The system of automated control of the air cooling unit of gas (ACS AVO gas)

The paper presents an automatic control system for air-cooling devices, designed to ensure accurate ($\pm 2^\circ\text{C}$) automatic maintenance of a given gas temperature in the outlet manifold and to protect heat exchange tubes from hydro-formation. The implementation scheme is presented.

Предлагаемая САУ позволяет оператору посредством диспетчерской ЭВМ, панели оператора или переносного компьютера осуществлять изменение задаваемых и контролируемых параметров, включать и останавливать любой электродвигатель, считывать текущие значения входной и выходящей температур газа, наблюдать за текущим состоянием любого электродвигателя, просматривать «электронный журнал» регистрации событий с меткой времени, производить диагностирование аппаратуры, выводить из работы секции и отдельные вентиляторы секций для обслуживания или ремонта.

Режимы работы САУ:

- автоматический по программе контроллера АВО;
- ручной дистанционный с помощью органов управления НКУ;
- ручной с помощью постов управления вблизи электродвигателей;
- дистанционный с верхнего уровня АСУТП (задание уставок, выбор режимов работы, экстренный останов и т.д.)

Технологические функции, выполняемые системой управления:

- автоматическое регулирование температуры газа на выходе АВО, поддержание заданной температуры на выходе АВЦ;
- многоточечный контроль температуры выходных участков нижнего ряда теплообменных трубок и выходных коллекторов каждой секции АВО для предупреждения гидрообразования;
- автоматическое отключение электродвигателей вентиляторов АВО при превышении допустимого уровня вибрации;
- программный, последовательный запуск группы электродвигателей при одновременном включении их в работу.

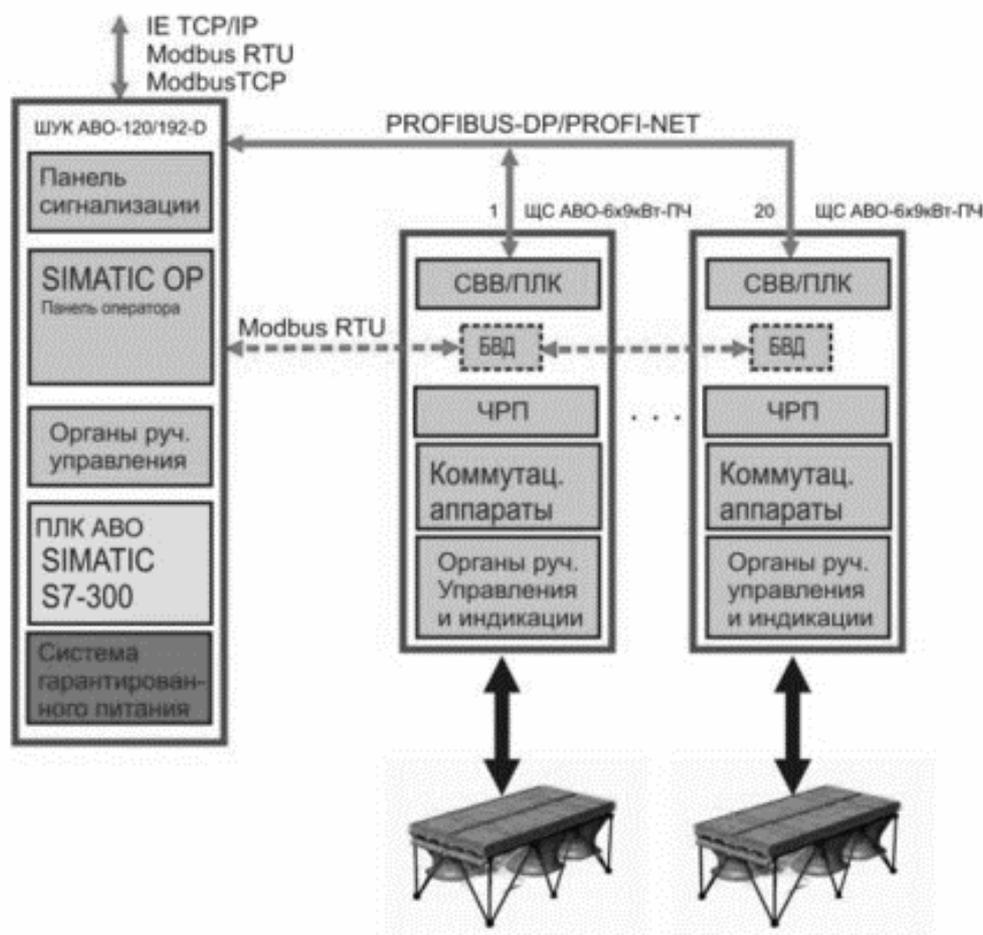


Рисунок 1 – Схема САУ АВО газа:

БВД - блок вибродиагностики; СВВ/ПЛК - станция ввода/вывода;

ЧРП - частотно-регулируемый привод;

ПЛК - программируемый логический контролер.

Система автоматического управления АВО газа защищает электропривод во время плавного пуска, при неправильном чередовании фаз, при исчезновении фазы питающей сети или двигателя, при отклонении напряжения питания сети от заданной нормы, превышении допустимого уровня вибрации и потери связи с системой верхнего уровня управления.

САУ имеет возможность создания и хранения в памяти электронного «журнала событий» по отказам и времени работы каждого электродвигателя. Также имеется функция информационного обмена по интерфейсу RS-485 и Profibus-DP с интеллектуальным оборудованием нижнего уровня. Аварийно-предупредительная сигнализация и визуализация отображается на АРМ оператора.

Схема реализации представлена на рис. 1.

Все вышеперечисленные функции возможны при использовании программного обеспечения SCADA - системы КАСКАД, Softlogic, KLogic.

Библиография

1. Абакумов А.М. Аналитическое и экспериментальное исследование стационарных режимов работы установок охлаждения газа компрессорных станций магистральных газопроводов / А.М. Абакумов, С.В. Алимов, Л.А. Мигачева // Вестник Самарского ГТУ. Серия «Технические науки». – 2010. – № 6(28). – С. 113-117.

2. KLogic - система программирования микропроцессорных контроллеров с открытой архитектурой [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://yandex.ru/clck/jsredir> (Дата обращения 14.09.2019 г.)

**Технология испытаний объектов и оборудования нефтегазовой отрасли
на примере неисправностей в подшипниках двигателей**

Кузьмина О.В., к.х.н., доцент;

Федоров Д.И., к.т.н., доцент;

Чегулов В.В., к.т.н., доцент

nauka@polytech21.ru

Современный уровень развития технологий предприятий нефтегазовой отрасли предъявляет высокие требования к надежности оборудования, повышению достоверности диагностических методов, эффективной и экономичной эксплуатации данного оборудования. Надежность оборудования базируется на обязательном применении новейших средств и методов диагностики энерго-механических устройств, требует комплексного подхода к решению инженерно-технических проблем.

**Technology of testing facilities and equipment of the oil and gas industry
on the example of malfunctions in engine bearings**

The modern level of technology development in the oil and gas industry places high demands on the reliability of equipment, improving the reliability of diagnostic methods, efficient and economical operation of this equipment. The reliability of the equipment is based on the mandatory application of the latest tools and methods of diagnostics of power mechanical devices, requires an integrated approach to solving engineering problems.

Ряд компаний имеет на сегодняшний день большой практический опыт по комплексному обеспечению надежности энергомеханического промышленного оборудования и внедрению современных диагностических методов термографии, вибродиагностики и виброналадки (центровка и балансировка), а также трибодиагностике (анализ масел и смазок).

В ходе реализации практических методов внедрения диагностических и инструментальных средств на предприятиях нефтегазовой отрасли разработан и

внедрен комплексный подход к повышению надежности динамического оборудования. По данным статистики вибродиагностики динамического оборудования нефтехимических предприятий, самыми распространенными являются проблемы расцентровки и дисбаланса, которые определяются вибродиагностическими и термографическими методами, проблемы подшипниковых узлов определяются трибодиагностикой, вибродиагностикой и тепловизионными методами, а проблемы фундаментов и качества ремонтов диагностируются лазерными системами выверки геометрии.

Надежность динамического оборудования во всем мире реализуется с помощью четырех форм технического обслуживания:

- реактивное (реагирующее) профилактическое обслуживание (РПО);
- обслуживание по регламенту или планово-профилактическое обслуживание (ППР);
- обслуживание по фактическому техническому состоянию (ОФС);
- проактивное или предотвращающее обслуживание (ПАО).

В европейских и развитых странах используются прогрессивные формы ПАО и ФСС, а в России и странах СНГ - регрессивные РПО и ППР.

Принимая во внимание, что все методы технической диагностики, используемые в мировой практике, очень тесно граничат с теорией вероятности и имеют теоретическую достоверность 92-96 %, а практическая достоверность любого метода технической диагностики находится в диапазоне 80-90 %, специалистами были сделаны выводы, что для повышения достоверности диагностики и локализации дефекта необходимо использовать несколько методов технической диагностики (например, термография и вибродиагностика) или несколько разных научных методик одного направления технической диагностики (например, термографические методы преобразования и анализа термограмм) применительно к приводам насосов (электродвигателям).

Данная аппаратура (тепловизоры) и методы обработки тепловых фотографий объектов (термограмм) дают широкие возможности для исследовательских работ и разработки методик в будущем. Динамическое оборудование (например, приводной электродвигатель) выбрано в качестве примера сложного объекта, в котором могут протекать физические процессы, вызванные совокупностью природы возникновения (механической, электродинамической, тепловой и др.).

Методы термографии, используемые на сегодняшний день применительно к электродвигателям, не дают достоверный диагноз по причине малой статистики, небольшой рандомизации и относительно малого количества исследовательских методик. Поэтому в исследовательских работах, с учетом статистических методов анализа, ранжируются два класса состояния электродвигателей во время эксплуатации (I - годные, II - негодные).

Для электрооборудования существуют Нормы испытания тепловизионными методами согласно РД 34.45-51.300-97, а для диагностики электродвигателей регламентирующая документация отсутствует, поэтому первичной задачей ставится расчет необходимого количества измерений и расчет границ статистически возможных значений максимальной температуры для измерений.

Преимущества тепловизионной диагностики:

- проведение технического контроля (диагностики) дистанционно в рабочем режиме оборудования;
- безопасность персонала при проведении измерений;
- не требуется отключения оборудования (бесконтактный контроль);
- не требуется специальных помещений и подготовки рабочего места;
- большой объем выполняемых диагностических работ за единицу времени;
- возможность определения дефектов на ранней стадии развития;
- диагностика широкого класса энергомеханического оборудования;
- малые трудозатраты на производство измерений и диагностики.

По общему тепловому полю объекта с использованием термограмм можно точно определить температурные пятна, дисперсию с точностью до 0,1 °С, что косвенно говорит о перегретом элементе (с высокой вероятностью можно локализовать дефект).

В исследовательских работах ряда компаний, связанных с разработкой методов термографии сложных объектов, впервые разработаны:

- методы и методики тепловизионной диагностики электромеханических систем по тепловому полю объекта;
- проведена классификация видов дефектов энергомеханического оборудования по степени их развития и разбиение их по критичности;
- с помощью математических моделей и статистического анализа выработаны рекомендации по фактическому подходу к обслуживанию и диагностике динамического оборудования;
- разработаны алгоритмы повышения надежности сложных объектов и совокупных элементов данного объекта.

Методы тепловизионной диагностики наиболее эффективны для энергомеханического оборудования: электродвигатели, предохранители, кабели, контакты соединительных кабелей и т.п.

Наиболее важными и дорогими являются приводы динамического оборудования (электродвигатели). Задачи тепловизионной диагностики электродвигателей могут решаться методами дисперсионного или дискриминантного анализа.

Однако об изменении температуры электродвигателя выше нормы в паспортах обычно указаны косвенные признаки, например, температура подшип-

никового узла или корпуса электродвигателя, что часто является уже следствием нагрева других элементов. Перегрев корпуса электродвигателя выше номинальной температуры вызывает не только нагрев обмоток (ротора, статора), но и изменения коэффициента теплопередачи и, как следствие, вытекание смазки.

Тепловизионный контроль выявляет перегрев элемента в начальной стадии до появления внешних изменений и опасности разрушения.

Перегрев дает на термограмме яркое пятно с локализацией температуры. Поэтому для диагностики ее технического состояния достаточен контроль максимальной температуры теплового поля. Для этого используют термограмму, снятую при фокусировке тепловизора на исследуемый элемент, с той стороны, где он не заслонен другими объектами с нормалью не менее 600.

При периодическом контроле каждого электродвигателя с момента начала его эксплуатации в памяти тепловизора сохраняются соответствующие значения, что позволяет фиксировать изменение температуры корпуса.

Библиография

1. Глоба В.М. Сооружение подземныхгазонефтехранилищ. – Львов: Вища школа. Изд-во при Львовском университете, 1982. – 148 с.
2. Плетнев Л.Д., Алексеев В.Ф., Микитась А.П., Глущенко В.С. Новые шахтные бурильные установки / Горный журнал, №10, 1999. - С. 45 - 46.
3. Саруев А.Л. Динамические процессы в резьбовых соединениях штанг при вращательно-ударном способе бурения: Автореф. дис. канд. техн. наук. - Томск, 2005. - 20 с.
4. Саруев А.Л., Саруев Л.А., Лукьянов В.Г. Создание и производственные испытания ниппельного става штанг малого диаметра для вращательно-ударного бурения веера скважин из подземных выработок: Материалы докладов Шестой Международной научно-практической конференции «Перспективы развития горнодобывающей промышленности» 2627 мая 1999. - Новокузнецк: Изд-во СибГИУ, 1999. - С. 197-199.

Использование компьютерной графики при проектировании систем газоснабжения

Тогузов С.А., старший преподаватель;
Никитин А.В., к.ф.-м.н., доцент
Ligalas5@mail.ru

В статье рассмотрено применение программного продукта «Система проектирования газоснабжения» как эффективного средства компьютерной графики в сфере газоснабжения.

The use of computer graphics in the design of gas supply systems

The article considers the application of the software product «Gas supply design System» as an effective means of computer graphics in the field of gas supply.

У фирмы АСКОН есть программный продукт «Система проектирования газоснабжения», который предназначен для автоматизации процесса подготовки и выпуска рабочей документации для прокладки газопроводов. Выпуск чертежей осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ [1], рис. 1.

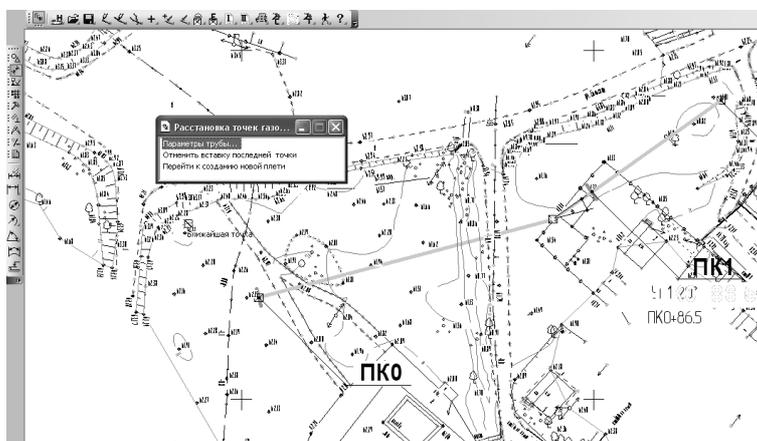


Рисунок 1 – Построение плети газопровода

Система обеспечивает:

Построение плана газопровода с указанием пикетов на нем через определенные промежутки расстояний;

Автоматизированное снятие координат и высот характерных точек с плана газопровода для построения профиля, ввод дополнительных данных для расчета профиля газопровода;

Автоматическое построение линий профиля и развернутого плана с точками углов поворота газопровода;

Автоматизированное построение дополнительных элементов на плане и на профиле;

Расчет и заполнение данных форм ГОСТ 21.610-85;

Автоматизированное формирование листов с планом и профилем газопровода;

Коррекция линии газопровода на плане с автоматической перестройкой пикетов и углов поворота;

Автоматическое формирование типовых чертежей дополнительных элементов, спецификации оборудования, листа с общими данными, данных для расчета сметы.

С помощью приложения выпускаются следующие документы:

Чертежи планов и профилей газопроводов (план и профиль могут размещаться как на разных листах, так и объединены в один лист);

Типовые чертежи дополнительных элементов;

Спецификация оборудования;

Лист с общими данными;

Данные для расчета сметы.

Для всех документов предусмотрена возможность ручного редактирования (рис. 2).

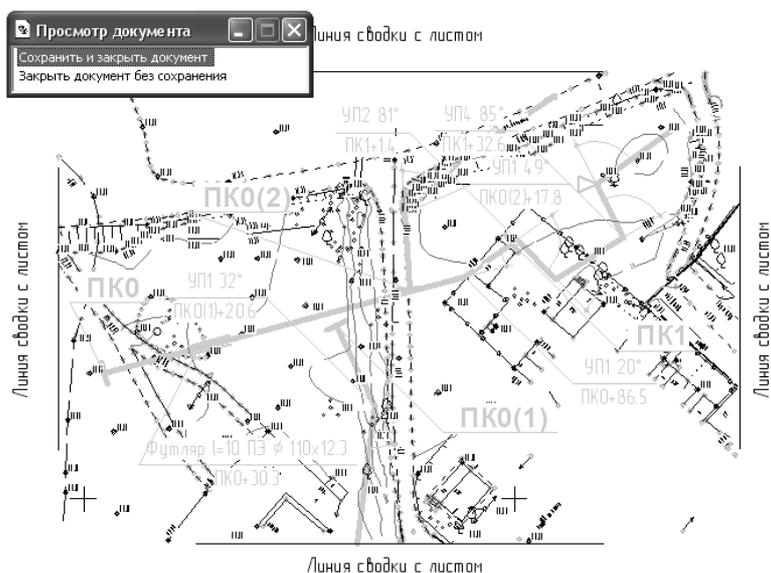


Рисунок 2 – Формирование листа чертежа с планом газопровода

Библиография

3. ГОСТ 21.610-85. Газоснабжение. Наружные газопроводы.

Особенности водоотведения нефтебаз

Молочникова О.В., ст. преподаватель

o.savvina2010@yandex.ru

Схема и системы водоотведения нефтебаз. Принципиальная схема водоотведения нефтебаз в общем случае представляет собой совокупность нескольких самостоятельных систем: бытовой, производственно-дождевой и дождевой (включая условно чистые производственные сточные воды).

Features of water disposal of tank farms

Scheme and drainage systems of tank farms. The schematic diagram of water disposal of tank farms in General is a set of several independent systems: household, industrial and rainwater (including conditionally pure industrial wastewater).

При проведении на нефтебазе операций с этилированными бензинами производственно-дождевая система водоотведения делится на две самостоятельные системы: неэтилированных сточных вод и этилированных сточных вод. Такое деление в экономическом и эксплуатационном отношении выгоднее, так как проще и дешевле производит обезвреживание тетраэтилсвинца в относительно небольшом объеме сточных вод, не допуская его объединения с общим стоком нефтебазы.

Отведение бытовых, чистых дождевых и условно чистых производственных вод нефтебаз осуществляется в соответствии с общепринятыми положениями, рассматриваемыми в многочисленной литературе по водоотведению населенных мест.

Системы производственно-дождевого водоотведения нефтебазы включают в себя следующие элементы: приемники сточных вод в местах их образования; канализационные сети с насосными станциями для транспортировки сточных вод к очистным сооружениям; очистные станции и выпуски очищенных сточных вод.

Приемниками сточных вод на нефтебазах являются трапы в производственных помещениях, дождеприемные колодцы, сборные лотки, специально спланированные площадки на открытых сооружениях.

Производственно-дождевая канализационная сеть на нефтебазах, как правило, предусматривается подземной. В резервуарных парках допускается устройство водоотводящей сети в виде бетонных лотков, перекрытых плитами из несгораемых материалов. Канализационную сеть для отвода дождевых вод с обвалованных участков резервуарного парка в районах с годовым количеством осадков менее 400 мм можно не предусматривать. На площадках железнодорожных эстакад (вдоль сливо-наливных устройств) следует предусматривать открытые лотки с уклоном к дождеприемникам.

Для устройства канализационной сети должны применяться прочные

несгораемые материалы (керамика, кирпич, бетон, асбестоцемент).

Режим движения воды в трубах во избежание чрезмерной турбулизации в максимально возможной степени должен приниматься самотечным со скоростью, близкой к самоочищающей. Минимальный диаметр труб самотечной сети 200 мм. Для предотвращения образования стойких нефтяных эмульсий следует до минимума ограничить перекачку воды и число перепадов на сети. Гидравлический расчет и конструирование сети осуществляются согласно общим положениям. Расчетное наполнение труб принимается полным.

Пропускная способность сети и сооружений производственно-дождевой канализации должна быть рассчитана на прием сточных вод от производственных зданий и сооружений и наибольший из следующих расходов: отстойных вод от одного наибольшего резервуара; дождевых вод с открытых сливо-наливных площадок; дождевых вод с обвалованной площадки резервуарного парка при регулируемом сбросе; вод от охлаждения резервуаров во время пожара при регулируемом сбросе.

На выпусках с обвалованных территорий резервуарных парков дождеприемники оборудуются специальными запорными устройствами - хлопушками, которые обычно находятся в закрытом положении. Для предотвращения распространения огня по канализационной сети на нефтебазах предусматривается устройство колодцев с гидравлическим затвором. Высота гидрозатвора должна быть не менее 250 мм. Они должны устанавливаться в следующих местах: на выпусках из производственных зданий, из обваловки резервуаров, с эстакад и сливо-наливных площадок; на магистральных производственно-дождевых сетях через 400 м; на канализационной сети до и после нефтеловушек на расстоянии от них не менее 10 м.

На канализационной сети в точках изменения направления, уклона, диаметра трубопровода, присоединения других участков должны устраиваться смотровые колодцы, внутри которых канализационная труба заменяется открытым лотком.

Выпуски очищенных сточных вод предназначены для обеспечения быстрого и более полного смещения выпускаемой воды с водой водоема. Различают выпуски береговые и русловые (донные). Последние могут быть сосредоточенными и рассеивающими. Место выпуска очищенных сточных вод в водоем определяется по согласованию с местными контролирующими органами.

При невозможности сброса очищенных сточных вод нефтебаз в водоемы, на местность или в городскую канализацию для их приема предусматривают испарительные площадки (пруды).

Особенности состава сточных вод нефтебаз. Производственные сточные воды нефтебаз кроме обычных загрязнений содержат в значительных количествах нефтепродукты. Их поведение в сточных водах определяется происхождением, видом и товарным сортом. Источником получения товарных нефтепродуктов (моторное и котельное топливо, смазочные масла и др.) является природная нефть. Она представляет собой очень сложную смесь органических соединений переменного состава, основная часть которой состоит из парафина и нафтеноуглеводородов предельного ряда. Кроме них в состав нефти входят различные смолы, асфальтены, сера.

В результате промышленной переработки природной (сырой) нефти из нее получают автомобильное, дизельное и реактивное горючее, котельное топливо (мазуты) и смазочные материалы. Товарные сорта моторных горючих представляют собой смеси из нескольких составных частей. Та часть горючего, которая входит в состав в наибольшем количестве, называется базовым топливом. Базовыми топливами для моторных горючих являются следующие продукты различных процессов переработки нефти: бензины, лигроины, керосины, газойли, соляровые дистилляты.

Для улучшения антидетонационных и физико-химических свойств, например, бензинов к ним в качестве компонентов от 5 до 40 % добавляют парафиновые углеводороды, ароматические углеводороды, кислородсодержащие соединения. Повышение эксплуатационных свойств бензинов (улучшение сгорания и химической стабильности, уменьшение нагарообразования и коррозионного действия, предотвращение скопления статического электричества) осуществляют введением присадок до 1-2 %.

Особое место при рассмотрении вопросов водоотведения нефтебаз занимают присадки - антидетонаторы горючего. Наиболее эффективными антидетонаторами бензина являются металлоорганические соединения: тетраэтилсвинец, пентакарбонил-железо и др.

Тetraэтилсвинец - наиболее распространенная присадка, вводится в составе этиловой жидкости в некоторые сорта автомобильных бензинов в концентрации 0,4-0,8 г/кг, в авиационные бензины 2,5-3,3 г/кг.

Дизельное топливо представляет собой смесь керосиновых, газойлевых и соляровых фракций крекинга нефти. Компонентами дизельного топлива служат продукты синтеза окиси углерода и водорода, каталитический газойль и другие продукты. Реактивное горючее является продуктом типа керосина. Остаточные продукты переработки нефти используются в качестве котельного топлива (мазутов).

Из вышеизложенного видно, что в производственных сточных водах нефтебаз в качестве загрязнений присутствует сложная смесь нефтепродуктов переменного состава и разнообразных физико-химических свойств. Основными особенностями, определяющими поведение нефтепродуктов в воде, являются их меньшая плотность по сравнению с плотностью воды (бензин 0,70-0,76, дизельное топливо 0,8-0,9, реактивное топливо 0,8-0,85, мазут 0,94-1,0 г/см³) и низкая растворимость. Последняя для легких фракций нефти (бензинов) в воде не превышает 20-30 мг/л, для керосинов 70-90 мг/л, а для тяжелых фракций она практически равна нулю.

Нефтепродукты, попав в воду, в основной массе находятся в грубодисперсном (капельном) состоянии и ввиду меньшей плотности легко выделяются на поверхность воды, образуя плавающую пленку или слой. Другая, меньшая, часть нефтепродуктов может оказаться в тонко диспергированном состоянии, образуя эмульсию «нефть в воде».

Из примесей, входящих в состав товарных нефтепродуктов и попадающих в сточные воды нефтебаз, наиболее опасным ввиду высокой токсичности является тетраэтилсвинец. Он представляет собой прозрачную бесцветную жидкость плотностью 1,65 г/см³. ТЭС в воде нерастворим, хорошо растворяется в

углеводородах, спиртах, эфире, ацетоне. При хранении этилированного бензина в течение длительного времени в осадок может выпасть до 15 % окислившегося ТЭС, который при зачистке резервуаров попадает в сточные воды.

Сегодня, ведущим направлением решения проблемы предотвращения загрязнения окружающей среды является создание безотходных, малоотходных, бессточных и малосточных производств. В связи с этим при приемке, хранении, транспортировке и выдаче потребителям нефтепродуктов надлежит принимать все необходимые меры по предотвращению или максимально возможному сокращению их потерь. Данная задача должна решаться путем совершенствования технических средств и технологических приемов переработки нефти и нефтепродуктов на нефтебазах и перекачивающих станциях. Наряду с этим полезную роль могут выполнять местные сборные устройства различного назначения, позволяющие собирать проливы или протечки продуктов в чистом виде, не допуская их удаления с помощью воды.

При ограниченных возможностях использования вышеупомянутых средств на нефтебазах образуются сточные воды, загрязненные нефтепродуктами. В соответствии с требованиями существующих нормативных документов они подлежат довольно глубокой очистке. Технология очистки нефтесодержащих вод определяется фазоводисперсным состоянием образовавшейся системы нефтепродукт - вода. Поведение нефтепродуктов в воде обусловлено, как правило, меньшей их плотностью по сравнению с плотностью воды и чрезвычайно малой растворимостью в воде, которая для тяжелых сортов близка к нулю. В связи с этим основными методами очистки воды от нефтепродуктов являются механические и физико-химические. Из механических методов наибольшее применение нашло отстаивание, в меньшей мере - фильтрование и центрифугирование. Из физико-химических методов серьезное внимание привлекает флотация, которую иногда относят и к механическим методам. Важную роль при очистке нефтесодержащих вод выполняют коагуляция и флокуляция. В отдельных случаях используется сорбция с применением активированных углей.

Кроме физико-химических методов для глубокого обезвреживания нефтесодержащих вод прибегают к химическим методам - окислению хлором и озоном. В смеси с бытовыми сточными водами можно очищать воду от нефтепродуктов на сооружениях биологической очистки.

Библиография

1. Стахов Е.А. Очистка нефтесодержащих сточных вод предприятий хранения и транспорта нефтепродуктов. - Л.: «Недра», 1983. - 263 с.

Современные методы очистки нефти и нефтепродуктов от серы

Кузьмина О.В., к.х.н., доцент

olvkuzmina@mail.ru

В статье представлен обзор основных способов очистки нефти и нефтепродуктов от серосодержащих компонентов.

Modern methods of purification of oil and petroleum products from sulfur

The article presents an overview of the main methods of purification of oil and petroleum products from sulfur-containing components.

Присутствие сероводорода, меркаптанов, а также сульфидов и дисульфидов может привести к быстрому разрушению нефтепромыслового оборудования и нефтепроводов, вследствие протекающих коррозионных процессов, что в свою очередь может стать причиной увеличения аварийных случаев разлива нефти.

По существующей технологии удаление сероводорода обычно производится вместе с газом при сепарации. В случае, если остаточное содержание сероводорода, после сепарации, превышает установленные нормативы, необходима дополнительная очистка нефти от сероводорода и легких меркаптанов [1].

Дальнейшая сероочистка производится с применением методов, которые можно разделить на две группы. К первой группе относятся методы, основанные на разрушении сераорганических соединений и удалении их из топлив, а именно, адсорбционно-каталитическое обессеривание нефтяных фракций в присутствии адсорбентов и катализаторов и обессеривание нефти и нефтепродуктов с помощью микроорганизмов. Вторую группу образуют методы селективного извлечения органических соединений серы с одновременной очисткой нефтяных фракций - экстракционные методы и способы окислительного десульфирования.

На сегодняшний день наиболее распространены методы, связанные с разрушением сераорганических соединений и удалением их из топлив.

В промышленности широко распространена гидроочистка нефти и нефтяных фракций. В результате очистки образуется сероводород, побочно происходит насыщение непредельных углеводородов, снижение содержания смол, кислородсодержащих соединений, а также гидрокрекинг молекул углеводородов [1]. Процесс гидроочистки весьма эффективен для очистки легких и средних дистиллятов, однако в случае с тяжелыми фракциями и остатками нефти возникают сложности. Успешное применение гидроочистки тяжелого сырья стало возможным благодаря применению катализаторов в процессе каталитической гидроочистки [2].

Каталитическая гидроочистка представляет собой процесс, основанный на селективном гидрогенолизе С-S-связей. В результате происходит образование сероводорода и углеводородов. Такой метод позволяет существенно снизить содер-

жание серы (до 97 %). В качестве катализаторов процесса используются устойчивые к отравлению различными ядами - оксиды и сульфиды Ni, Co, Mo на оксиде алюминия. Большую популярность сегодня приобрели алюмокобальтмолибденовые или алюмо-никельмолибденовые катализаторы, позволяющие повысить степень очистки тяжелого, высокоароматизированного сырья, парафинов и масел от серы. Применение каталитической гидроочистки позволяет повысить стабильность нефти и увеличить концентрацию насыщенных предельных углеводородов.

Микробная десульфуризация или биодесульфуризация нефти подразумевает использование различных групп микроорганизмов. Процесс сопровождается накоплением углекислого газа, водорода и низкомолекулярных органических кислот. После попадания их в анаэробную зону с помощью метанобразующих бактерий компоненты превращаются в метан. Данный метод применяется для увеличения нефтеотдачи пластов и добычи нефти [1].

К наиболее применимым в промышленности методам можно отнести очистку нефти путем окисления сераорганических соединений гидропероксидами. Этот метод позволяет проводить выборочную очистку при высокой скорости процесса. В результате полученная сера подлежит последующей обработке, а выделение её происходит в щелочной среде.

Эффективным методом обессеривания является и экстракция минеральными и органическими кислотами. В качестве целевого продукта получают сернистые концентраты, в качестве побочных продуктов выступают очищенные нефтепродукты [3]. Классической является экстракция серной кислотой или олеумом. При обработке нефтяного дистиллята концентрированной серной кислотой сераорганические соединения сульфурятся. Образовавшийся «кислый гудрон» представляет собой раствор смол и сульфокислот в серной кислоте. Поскольку серная кислота является одновременно окислителем, меркаптаны и сульфиды могут подвергаться не только сульфированию, но и окислению с последующим растворением продуктов окисления в кислом гудроне. Поэтому для выделения сернистых соединений из нефти и нефтепродуктов применяется не концентрированная, а 50-80 %-ная серная кислота. Часть сернистых соединений можно регенерировать из кислого гудрона гидролизом продуктов их сульфирования. Продукты более глубоких превращений из кислого гудрона не извлекаются. К недостаткам метода следует отнести деструкцию и потерю сульфидов, а также большой расход серной кислоты. Более эффективным экстрагентом является хлорная кислота, однако взрывоопасность, её высокая стоимость не позволяют ей конкурировать с серной кислотой. В качестве экстрагентов также могут применяться фенол, фурфурол, диэтиленгликоль, жидкий сернистый ангидрид, сульфолан, фтористый водород [4, 5].

Очистка от серосодержащих соединений может осуществляться, также с помощью окисления. В качестве окислителей используются серная кислота, азотная кислота, персульфат калия, окислы азота, гипохлориты, надкислоты, гидропероксиды, пероксид водорода, озон и молекулярный кислород. Метод основан на модификации функциональных серосодержащих групп с образованием кислородсодержащих соединений, которые можно легко отделить от нефтепродукта. Перспективность такого метода обусловлена возможностью дальнейшего использования сульфоксидов и сульфонов.

Получение сульфоксидов и сульфонов может осуществляться либо после предварительной экстракции растворителем нефтяного сырья с получением концентрата сульфидов и дальнейшим его окислением, либо окислением непосредственно в нефтяной фракции с последующей жидкостной экстракцией. Наиболее применимым на производстве является процесс окисления с участием перекиси и гидропероксидов в присутствии катализаторов, в качестве которых могут выступать соединения переходных металлов [4]. Данный способ позволяет обеспечивать высокую селективность, скорость процесса, а также простую технологию по получению и выделению сульфоксидов.

Все вышеупомянутые методы обессеривания нефти весьма эффективны и позволяют существенно снизить общее содержание серы, однако они имеют ряд недостатков. Так, при экстракционном обессеривании важную роль играет растворитель, и в ряде случаев требуется подбирать экстрагент, который подходит конкретно для данного нефтепродукта, к тому же уровень очистки обычно составляет 50 %. В случае с адсорбционной сераочисткой, для высокой степени очистки необходима цикличность процесса, а используемый для регенерации адсорбента газ обычно сжигается, что ведет к безвозвратным потерям газа, к тому же происходит сильное загрязнение атмосферы. Весьма эффективно окислительное обессеривание весьма эффективно, однако применяемые окислители отличаются высокой стоимостью.

Анализ современного состояния данной отрасли показал, что высокую сераочистку возможно провести лишь комбинацией различных методов, позволяющей исключить недостатки, сконцентрировавшись на достоинствах.

Библиография

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. / С.А. Ахметов. – Уфа: Гилем, 2002. – 669 с.
2. Харлампида Х.Э. Сераорганические соединения нефти, методы очистки и модификации // Х.Э. Харлампида. – Соросовский Образовательный журнал. –2000. – Т. 6, № 7. – С. 42-46.
3. Подшивалин А.В. Современная технология производства элементарной серы. / А.В. Подшивалин. – Нефтегазовое дело, 2006. – Т. 4. – № 1. – С. 231-234.
4. Леффлер У.Л. Переработка нефти. / У.Л. Леффлер – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2004. – 466 с.
5. Сангалов Ю.А., Дмитриев Ю.К., Маталинов В.И., Лакеев С.Н., Майданова И.О., Карчевский С.Г. Элементарная сера: от сырья к новым веществам и материалам // Вестник Башкирского университета. 2004. № 2. С. 31-34.

УДК 622.276:658.562

Система технического регулирования в нефтегазовой отрасли с точки зрения нормативной базы

Федоров Д.И., к.т.н., доцент – Политех;
Николаев Э.Ю. - Заволжское ЛПУМГ
dinosii@mail.ru

Рассмотрены проблемы развития нефтегазовой отрасли на предстоящее десятилетие и пути их решения. Описаны технологии работы нормативно-технической базы промышленности. Приведена система технических регламентов.

Technical regulation system in the oil and gas industry in terms of the regulatory framework

Problems of oil-and-gas industry development for forthcoming decennary and ways of its solutions are considered. Technology of working of normative-technical base of industry are described. System of technical regulations is given.

Нефтегазовый комплекс (НГК) России играет значительную роль в экономике страны. Доля НГК в структуре ВВП составляет более 20 %, в поступлениях в консолидированный бюджет страны - около 30 %, в экспорте - более 53 %. Российский НГК является частью глобальной системы энергообеспечения, важным элементом мирового энергетического рынка. Стратегия развития НГК тесно связана с геополитической стратегией и стратегией социально-экономического развития России.

Стратегические цели развития НГК - это стабильное, бесперебойное и экономически эффективное удовлетворение внутреннего и внешнего спроса на нефтегазовое сырье и продукты его переработки, стабильное поступление налогов в бюджет, обеспечение энергетической безопасности страны и политических интересов России в мире, формирование устойчивого платежеспособного спроса на продукцию сопряженных отраслей российской экономики.

За годы реформ и особенно в 2001-2004 гг. ТЭК в целом и НГК, как его ведущий сектор, стали «донорами» российской экономики в связи с исключительно благоприятной конъюнктурой мирового энергетического рынка и наличием созданного в предыдущие годы высокого энергетического (ресурсного, технологического и организационного) потенциала. В то же время чрезмерное по сравнению с другими отраслями экономики развитие НГК приводит к целому ряду отрицательных последствий и уже начинает угрожать экономической безопасности России.

Развитие НГК на предстоящее десятилетие имеет две важнейших целевых задачи: повышение долгосрочной устойчивости и эффективности функционирования НГК в соответствии с принципами и приоритетами Энергетической стратегии России на период до 2020 года; обеспечение необходимого вклада НГК в достижение установленных общенациональных ориентиров социально-экономического развития.

Указанные задачи взаимосвязаны, однако продвижение по одному из целевых направлений не означает автоматического продвижения по второму. Более того, каждое из таких продвижений характеризуется не только своими параметрами и ориентирами, но также своими механизмами возникновения и уменьшения неопределенности процесса развития. С учетом важнейшей роли НГК в решении общенациональных задач и существенной зависимости перспектив его развития от параметров общеэкономической среды отсутствие глубинной интеграции соответствующих стратегических ориентиров может оказаться критическим.

В связи с изложенным указанная проблема может быть сформулирована как повышение долгосрочной устойчивости и эффективности функционирования нефтегазового комплекса в рамках решения общенациональных социально-экономических задач.

Речь идет в первую очередь о создании условий и осуществлении стратегических выборов, ведущих к максимально эффективному использованию природных топливно-энергетических ресурсов и потенциала нефтегазового сектора для обеспечения энергетической безопасности и развития экономики страны. Данная проблема является системной как по содержанию, так и по требуемым методам решения. Достижение сбалансированности стратегических ориентиров развития НГК и экономики в целом необходимо вести не только и не столько на уровне конкретных параметров и мероприятий, сколько на уровне взаимного согласования и конкретизации государственной энергетической политики (применительно к НГК) и политики социально-экономического развития страны. Возникающая в результате такой деятельности достаточно предсказуемая и устойчивая среда перспективного развития является единственно реальной основой успешного решения рассматриваемой проблемы.

В Энергетической стратегии России на период до 2020 года определены основные механизмы государственного регулирования в сфере топливно-энергетического комплекса, предусматривающие:

- меры по созданию рациональной рыночной среды, включая согласованное тарифное, налоговое, таможенное, антимонопольное регулирование и институциональные преобразования в ТЭК;

- повышение эффективности управления государственной собственностью;

- введение системы технических регламентов, национальных стандартов и норм, повышающих управляемость процесса развития энергетики и стимулирующих энергосбережение;

- стимулирование и поддержку стратегических инициатив хозяйствующих субъектов в инвестиционной, инновационной и энергосберегающей сферах. Существующая нормативно-техническая база в нефтегазовой отрасли, создававшаяся на протяжении многих десятков лет, в настоящее время в значительной степени устарела и требует пересмотра. Это касается не только компаний и организаций нефтегазового комплекса, но и большинства отраслей промышленности, так или иначе связанных с отраслью (металлургическая и химическая промышленность, железная дорога и др.), а также потребителей продукции нефтегазовой отрасли, работающих в соответствии с существующей на сегодняшний день нормативно-технической документацией (НТД). Поэтому разработка новой нормативно-технической базы необходима не только для нефтегазовой отрасли, но и для других секторов экономики.

Федеральный закон «О техническом регулировании», вступивший в силу 1 июля 2003 г., устанавливает ответственность государства за 12 видов безопасности, в числе которых взрывобезопасность; биологическая, механическая, пожарная, промышленная, термическая и химическая безопасности; электромагнитная совместимость в части обеспечения безопасности работы приборов и оборудования и единство измерений.

Особенность введения новых форм обеспечения безопасности в нефтегазовой отрасли заключается в том, что этот процесс совпал с периодом реформирования энергетической отрасли. Поэтому система технического регулирования должна учитывать эти особенности, в частности:

- должна быть обеспечена преемственность вновь создаваемой и ранее действующей нормативно-правовой базы;

- должны быть сохранены общие технологические принципы с целью обеспечения надежности функционирования;

- должно быть предусмотрено повышение эффективности производства за счет внедрения прогрессивных технологий.

Для обеспечения безопасности недостаточно выполнения только чисто технических требований, необходимо задействовать как минимум организационное, методическое, техническое, кадровое и программное обеспечения.

Только при системном подходе к регулированию отношений при добыче, производстве, переработке, транспорте, распределении и потреблении продукции НГК в технических регламентах в соответствии с законом «О техническом регулировании» могут быть установлены, с учетом степени риска причинения вреда, минимально необходимые требования, обеспечивающие безопасность продукции, а также безопасность процессов эксплуатации и потребления.

Распоряжением Правительства Российской Федерации № 1421-р от 6 ноября 2004 г. была утверждена Программа разработки технических регламентов на 2004-2006 гг. (табл. 1). В настоящее время на рассмотрении в Правительстве РФ находится проект распоряжения Правительства Российской Федерации по уточнению Программы разработки технических регламентов на 2004-2006 гг. и предложения по разработке технических регламентов на 2006-2008 гг. в редакции, одобренной на заседаниях Правительственной комиссии по техническому регулированию 17.06 и 25.07.2005 (табл. 2). Этот проект расширяет и конкретизирует перечень технических регламентов, включенных в Программу.

Важным направлением работы по техническому регулированию в отрасли является анализ состояния действующей в нефтегазовой отрасли НТД как отраслевого, так и государственного уровня (ГОСТ, СНИП и др.), которая обеспечивает функционирование (включая проектирование, строительство и эксплуатацию) объектов производства и потребления продукции нефтегазовой отрасли и приведение ее в соответствие с требованиями закона «О техническом регулировании».

Важнейшей составляющей работ в области технического регулирования является пересмотр и разработка необходимых для отрасли стандартов разного уровня. Необходимо отметить, что стандарты обеспечивают не только выполнение технических регламентов, но и выполнение и других назначений стандартизации.

Система технических регламентов в отрасли должна состоять из следующих документов:

- 1) технических регламентов, устанавливающих требования к объектам нефтегазовой отрасли и их оборудованию;
- 2) технических регламентов, устанавливающих требования к эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли и их оборудования;
- 3) специальных технических регламентов, затрагивающих отдельные вопросы безопасности в нефтегазовой отрасли.

Технология разработки новой нормативно-технической базы должна предусматривать:

- «распаковку» действующих НТД на отдельные нормы и требования;
- ранжирование норм и требований на относящиеся к безопасности и иные;

- актуализацию норм и требований;
- структурирование и классификацию норм и требований, в том числе по уровням: технические регламенты, национальные стандарты, стандарты организаций.

Это позволит не только сохранить актуальные нормы и требования, но и выявить «белые пятна», определить недостающие или требующие обновления нормы и требования, сформировать на их основе документы, отвечающие требованиям закона «О техническом регулировании» и обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию объектов нефтегазовой отрасли.

Кроме того, должна быть разработана система подтверждения соответствия в нефтегазовой отрасли.

Такой подход к организации технического регулирования был одобрен на заседании Правительственной комиссии по техническому регулированию 25.07.2005. на примере электроэнергетической отрасли и рекомендован для комплексного представления системы технического регулирования в конкретных отраслях.

Библиография

1. Азиатско-Тихоокеанское экономическое сотрудничество: вчера, сегодня, завтра / В.И. Курилов, И.И. Меламед, Е.А. Терентьева, А.Л. Абрамов, А.Л. Лукин. – Владивосток: Изд-во ДВФУ, 2010. – 568 с.
2. Коржубаев А.Г. О стратегии взаимодействия России со странами АТР в нефтегазовой сфере // Проблемы Дальнего Востока. – 2010. – № 2. – С. 64–78.
3. Коржубаев А.Г., Суслов В.И. Стратегия развития инфраструктуры транспорта нефти, нефтепродуктов и газа // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 69–82.
4. Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Газовый рынок Азиатско-Тихоокеанского региона. Стратегия России в вопросе поставок // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом – 2008. – № 1. – С. 38–50.
5. Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Рынок нефти: США и Россия // Нефтегазовая вертикаль. – 2004. – № 15. – С. 31–37.
6. Коржубаев А.Г., Эдер Л.В., Ожерельева И.В. Стержень стратегического развития России // Бурение и нефть. – 2010. – № 3. – С. 3–9.

Газопровод «Набукко»: проблемы, перспективы

Федоров Д.И., к.т.н., доцент – Политех;
Архипов В.Л., Николаев Э.Ю. - Заволжское ЛПУМГ
dinosii@mail.ru

Статья посвящена ряду вопросов связанных с проблемами, перспективами строительства газопровода «Набукко», поиску стран-партнеров и стран-транзитеров. Представлены мнения экспертов относительно возможностей газопровода: риски, трудности, поиск решений.

Nabucco gas pipeline: problems and prospects

The paper is devoted to a number of issues related to the problems and prospects of pipeline «Nabucco» construction, finding of the partner countries and transit countries. The views of experts on the possibilities of the pipeline risks, challenges, solutions are presented.

Все более бесспорным становится факт того, что «Южный поток» [1] ставит крест на масштабном проекте – газопроводе «Набукко» («Nabucco»). Предполагалось, что газовая магистраль «Набукко» протяженностью 3300 км, уже к 2014 году должна была осуществить поставку азербайджанского и туркменского газа (но в обход Российской территории) к восточной границе Евросоюза.

Совсем недавно «Набукко» считался прямым конкурентом «Южного потока» и имел поддержку Евросоюза и США. На данном этапе уже не приходится рассуждать о конкуренции. Становится ясно, что «Набукко» мало того, что снижает рентабельность, так ещё и весомо проигрывает «Южному потоку» с точки зрения безопасности: его маршрут должен проходить в опасных регионах с точки зрения террористической угрозы [2].

Проект «Набукко» для Южного Кавказа имеет большое значение благодаря будущим перспективам. Его осуществление позволит реализовать имеющийся энергетический потенциал всего региона. В случае реализации каспийских энергоносителей на мировых рынках, - Южный Кавказ и Каспийский регион смогут повысить энергетическую стабильность Евросоюза. Это может привести к возрастанию роли Южного Кавказа в мировой экономике и, бесспорно, политике (в первую очередь на европейском уровне), а участники проекта в лице Азербайджана и Грузии получают новые, а скорее даже весомые возможности для решения своих социально-экономических проблем в том числе на международной арене.

Реализация проекта «Набукко» зависит от совокупности политических, экономических факторов; глобального, регионального, странового характера; несомненно и от ситуации на мировом энергетическом рынке. Проект станет

успешным, если благоприятные факторы будут преобладать над негативными на протяжении достаточно длительного времени. На данном этапе баланс благоприятных и негативных для «Набукко» факторов постоянно трансформируется, его анализ позволит составить представление о будущих перспективах данного проекта [3].

Консорциум «Nabucco» был создан одиннадцать лет назад. Его целью является разработка и осуществление проекта строительства газопровода, который должен соединить газопровод «Баку - Тбилиси - Эрзерум» расположенный в Восточной Турции с газораспределительным терминалом в австрийском Бумгартене. Проектная мощность «Набукко» находится в пределах 26–32 млрд. м³ / год. Основными поставщиками газа рассматриваются азербайджанский Шах-Дениз, туркменские Довлетабад и Южный Иолотань-Осман. Шах-Дениз относится к шельфовому газоконденсатному месторождению, местонахождение – Азербайджан. Географически расположено на юго-западе Каспийского моря в 70 км к юго-востоку от г. Баку. В районе месторождения глубина моря меняется от 50 до 650 м. Площадь газоносного района оценивается 860 км².

Геологически он относится к Южно-Каспийскому нефтегазоносному бассейну. Общие запасы месторождения находятся в пределах в 1,2 трлн м³ природного газа и 240 млн. тонн газового конденсата. По мнению трубопроводных консорциумов ресурсы Шах-Дениза являются сейчас наиболее перспективными. Кроме «TANAP» на доступ к месторождению еще претендуют «BP» с проектом Юго-Восточный газопровод («SEEP»), а также «Statoil», «EGL» и «E.ON Ruhrgas» (Трансадриатический газопровод, TAP). Весь газ Шах-Дениза планируется направлять в газопровод «Набукко». Поясним, что ввод в эксплуатацию «TANAP» сделает проект «Набукко» бессмысленным: во-первых он существенно дешевле (его стоимость составляет около \$ 6-7 млрд); во-вторых компактнее «Набукко». Мощность «TANAP» меньше «Набукко» на 15 млрд куб. м. Кроме того, проект Трансанатолийского газопровода поддерживает Госдепартамент США.

Европа всегда заявляла о том, что поддержит любые проекты по поставкам газа в ЕС, если они не будут связаны с традиционными поставщиками – Россией, Алжиром, Норвегией. Благодаря этому рассматривается присоединение Трансанатолийского газопровода к проекту «Nabucco Wes». Компания «Nabucco Gas Pipeline International» вовремя предложила новое воплощение своего проекта «Nabucco West» консорциуму по разработке азербайджанского месторождения Шах-Дениз. В новой редакции проекта маршрут трубопровода «Набукко» сократится до 1300 км и будет проложен от турецкоболгарской границы в Австрию. В этом случае пропускная способность проекта «Набукко» снизится до 10 млрд м³ газа в год. Вероятно, что для акционеров «Nabucco» при сложившихся условиях это наиболее приемлемый вариант: «TANAP» транспортирует газ по турецкой территории до Болгарии, а затем по укороченному «Nabucco» газ идет до Австрии. Турция не намерена участвовать в проекте строительства газопровода «Южный поток», поскольку больше заинтересована проектами «Nabucco West» и Трансанатолийский газопровод. Об этом сообщил министр энергетики и природных ресурсов Турции Танер Йылдыз. «На

текущий момент у нас нет намерений стать акционером «South Stream», потому что в нашей повестке дня участие в «ТANAP» (Трансанатолийский газопровод) и «Nabucco-West», - отметил Йылдыз. Между тем, он подчеркнул, что Турция поддерживает проект «Южный поток» и готова предоставить экологическое разрешение на строительство. Турция заинтересована увеличивать закупки российского газа. Как заявил глава компании «SOCAR-Turkey Enerji A.Ş.» Кенан Явуз (15.12.2012), «ТANAP» является стратегическим проектом для Турции и Азербайджана. Реализация «ТANAP» планируется в течение 5 лет. На данный момент 20 % в «ТANAP» принадлежит турецким «BOTAS» и «ТРАО», а компания «SOCAR» владеет 80 %. Впоследствии «SOCAR» намерена снизить долю участия в проекте до 51 %, при этом 20 % долевого участия останется у Турции. Планируется поставлять около 6 млрд. м³ газа в Турцию, а остальные объемы – в Европу.

Перспективы осуществления проекта «Набукко» около десяти лет оставались крайне неопределенными, сроки его реализации переносились неоднократно. Именно российско-украинский газовый конфликт (зима 2008 г.) с произошедшими изменениями на мировом энергетическом рынке (2009–2011 гг.), а так же новые требования энергетической безопасности Европы – позволили воскресить надежды относительно практической реализации проекта. В программном документе Евросоюза «Энергетическая политика ЕС: взаимодействие с партнерами за пределами наших границ» наряду с основными проектами, необходимыми для реализации программы, называется Транскаспийский газопровод («ТКГ»), представленный как часть газопровода «Набукко».

В документе отмечается, что соглашение между ЕС, Азербайджаном и Туркменистаном относительно указанного газопровода ляжет в основу строительства инфраструктуры, которая в последствии обеспечит поставки туркменского газа на европейский рынок через Каспийское море. Одобрив данный документ Евросоюз дал Еврокомиссии мандат на проведение переговоров с Азербайджаном и Туркменистаном относительно проекта «ТКГ». По предварительным расчетам поставки газа по «ТКГ» могут начаться через четыре года. При этом в Евросоюзе утверждают, что для строительства газопровода достаточно иметь таких сторонников как Баку и Ашхабада, но не считают необходимым учитывать позицию России, Ирана, а также неурегулированный правовой статус Каспийского моря. Можно утверждать, что все проекты создания газовых магистралей не зависящих от России в основе имеют как экономическую, так и политическую составляющие. Преодоление зависимости от российского транзита лишало Москву важных рычагов воздействия на государства Каспийского региона. Ослабление позиций России может привести к усилению влияния США и ЕС именно как нерегionalных игроков. Определенные отрицательные для России последствия начавшейся диверсификации поставок газа возникли еще до запуска новых трубопроводов. Напомним о том, что «ГНКАР» (Государственная нефтяная компания Азербайджана) отклонила предложение России использовать свободные мощности газопровода «Голубой поток» для поставок в Турцию азербайджанского газа. Само подключение к «Голубому потоку» позволило бы Азербайджану сэкономить около \$300 млн. и не заниматься строи-

тельством новых трубопроводов на своей территории. «ГНКАР» отдала предпочтение, в качестве основного экспортного пути для своего газа, газопроводу «Баку - Тбилиси - Эрзерум».

Планировалось, что в скором времени объем газа, прокачиваемого по этому трубопроводу, будет доведен до 30 млрд. кубометров. На деле цифры оказались намного скромнее в виду двух причин: ограниченность добываемых в Азербайджане объемов газа; начавшихся разногласий между Азербайджаном и Турцией как в цене за газ, так и за его транзит. Уже к концу 2011 года Анкара и Баку смогли договориться об условиях транзита азербайджанского газа. Турция обрела возможность закупать газ у Азербайджана и транспортировать его в Европу. Таким образом была преодолена одна из основных преград на пути реализации «Набукко». Негативным моментом для энергобезопасности Евросоюза стала затяжная неопределенная обстановка на Ближнем и Среднем Востоке.

Оккупация Ирака привела к большому сокращению добычи нефти, некоторое время там добывалось менее половины прежних объемов. И по сей день остается большая вероятность существования внутривосточных конфликтов между курдами, шиитами, суннитами, в том числе за полный контроль над месторождениями нефти. Произошедшая весной 2011 г. авария в Японии на атомной станции «Фукусима-1» оказала большое влияние на мировой энергетический рынок. Страна была вынуждена в экстренном порядке увеличивать потребление сжиженного природного газа (СПГ), что в последствии привело к росту цен на него. Однако куда более далеко идущие последствия авария приобрела для атомной энергетики Европы, которая в последние годы вновь стала рассматриваться как важнейшая составляющая энергобезопасности ЕС. После аварии на «Фукусима-1» государства Евросоюза заявили о своем твердом намерении полностью отказаться от производства атомной энергии [3].

Пагубное влияние аварии на мировой энергетический рынок было ослаблено практически совпавшей с ней по времени «Сланцевой революцией» в газовом секторе США. Добыча газа из сланцев в промышленных масштабах позволила США выйти на первое место в мире по газодобыче, а сам объем добычи сланцевого газа составил в 2010 г. 120 млрд. м³ (это 15-20 % от всей добычи). Постепенно сланцевый газ превратился из важного фактора на мировом газовом рынке в доминирующий. Экспорт «Газпрома» в страны ЕС уменьшился на 13 % в 2009 году. Из-за бурного роста в США добычи сланцевого газа в Европу стали поставляться дополнительные объемы сравнительно дешевого СПГ. В указанном году объемы поставок газа в ЕС выросли на 15 %. Такое изменение рынка связывают с экономическим кризисом, ростом добычи сланцевого газа в Соединенных Штатах, не гибкой ценовой политикой «Газпрома».

В 2011 году Германия и Польша заинтересовались опытом США и выразили желание начать добычу своего сланцевого газа. В случае, если странам ЕС удастся добывать большие объемы, то их потребности в трубопроводном газе могут снизиться существенно. Это создаст дополнительные трудности как для «Газпрома» и некоторых других поставщиков энергоносителей, так и уменьшит необходимость в строительстве новых газопроводов, в том числе «Набукко». Во многом зависят будущие перспективы «Набукко» от вектора отношений

между ЕС и РФ. Евросоюз по праву считается крупнейшим партнером России, на долю которого приходится порядка пятидесяти процентов ее внешнеторгового оборота. Базой российского экспорта в Европу продолжают оставаться энергоносители с продуктами их первичной переработки. Страны Евросоюза в основном рассматривают Россию с позиций источника получения энергоресурсов. Некоторые из них говорят о максимальной диверсификации поставок: переход на сланцевый газ, альтернативные (или возобновляемые) источники энергии с целью избежать большой зависимости от одного или нескольких поставщиков.

При этом заинтересованность ЕС в развитии определенного энергетического сотрудничества с Россией находится в противоречии заинтересованности самой России в увеличении поставок своих энергоносителей в страны Евросоюза. Тем временем, Евросоюз не смог выработать единую (удовлетворяющую все страны) концепцию энергетической политики по отношению к России. Строительство и эксплуатация газопровода «Северный поток» (проложенного по дну Балтийского моря) должны в последствии решить проблему газовых транзитов, а также гарантировать надежность поставок российского газа и энергетическую безопасность стран Европы. Тем не менее, остались и недовольные в некоторых странах ЕС. Основными партнерами России в данном проекте стали Германия с Францией [3].

Российское руководство постоянно напоминает о готовности России наращивать объемы поставок энергоносителей и играть более важную роль в обеспечении энергетической безопасности Европы. Как подчеркнул в одном из своих интервью премьер-министр России Владимир Путин, российских запасов энергоносителей хватит для того, чтобы обеспечивать свои потребности и потребности Европы на протяжении ближайших 100 лет. В настоящее время Россия поставляет 25 % потребляемого Европой углеводородного сырья, при этом она удовлетворяет 42 % потребностей Европы в газе. Бесспорно, новые газопроводы создают благоприятные предпосылки для дальнейшего сотрудничества России и ЕС в области энергетически. В ближайшей перспективе станет ясно: сумеют ли стороны воспользоваться этими возможностями в полной мере. Даже в самом благоприятном для России случае – ЕС не откажется от своего стремления к диверсификации поставок газа. Серьезным тому подтверждением является возросшая активность некоторых стран Евросоюза направленная на реализацию проекта «Набукко». Самым амбициозным вариантом следует считать наполнение «Набукко» азербайджанским и туркменским газом. Для этого необходимо строительство Транскаспийского газопровода мощностью порядка 50 млрд. кубометров (ранее ежегодный объем прокачки предполагался на уровне 16 или 32 млрд. м³). Туркменистан уже выразил готовность поставлять в «Набукко» до 40 млрд. кубических метров газа ежегодно. Первоначальная проектная стоимость газопровода «Набукко» (7,9 млрд. евро) подросла до 12-15 млрд. евро.

В последнее время озвучивается сумма в 24-26 млрд. евро, что в 4 раза превышает первоначальные оценки [14], а речь идет при этом о трубопроводе мощностью 28-32 млрд. кубометров. Этой мощности явно будет не хватать да-

же для прокачки обещанного экспорта в Европу азербайджанского газа. В процессе вычислений выясняется, что если прибавить к этому заявленные для «Набукко» 40 млрд. кубометров туркменского газа, то мощность трубопровода следует нарастить в два раза. В то же время потребуется увеличить в 2-3 раза и мощность отрезка «Набукко» на маршруте Баку – Тбилиси – Эрзурум, которая пока что составляет всего 8 млрд. м³/год. Все установленные факты способствуют (параллельно с «Набукко») разработке и других проектов доставки каспийского газа в Европу. Среди таких: газопровод «Юго-Восточная Европа» из Турции в Болгарию, Румынию и Венгрию; проект «AGRI», предполагающий транспортировку азербайджанского газа по газопроводам в грузинские порты на Черном море, где он будет сжижаться и поставляться газовозами в Румынию; турецко-азербайджанский проект строительства нового (пока не имеющего название) газопровода из Азербайджана к границам Европы через территорию Грузии и Турции и некоторые другие [3].

Библиография

1. Булаев, С.А. Газопровод «Южный поток»: задачи, инновации, перспективы / С.А. Булаев // Вестник Казан. технол. ун-та. - Казань. 2013. - №5. - С.236-240.
2. russia.ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://russia.ru/news/economy/2012/11/13/4348.html>, свободный. – Проверено 14.02.2013
3. Научное общество кавказоведов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kavkazoved.info/news/2011/12/19/proektnabukko-v-kontekste-evropejskih-energeticheskikhproblem.html>, свободный. – Проверено 07.02.2019.

Серосодержащие соединения нефти и нормирование их содержания в нефтепродуктах

Кузьмина О.В., к.х.н., доцент
olvkuzmina@mail.ru

В статье рассматриваются общие методы определения содержания серы в нефти и нефтепродуктах.

Sulfur-containing compounds of oil and regulation of their content in petroleum products

The article discusses the General methods for determining the sulfur content in oil and petroleum products.

Во всех нефтях в разных количествах содержатся сероорганические соединения. Основная масса их концентрируется в высокомолекулярных фракциях (масла, мазуты, гудроны). По химической природе они представляют собой главным образом нейтральные соединения типа сульфидов с алифатическими и циклическими радикалами и гетероциклические соединения типа гомологов тиофана и тиофена с различным количеством циклов в молекуле (рис. 1).

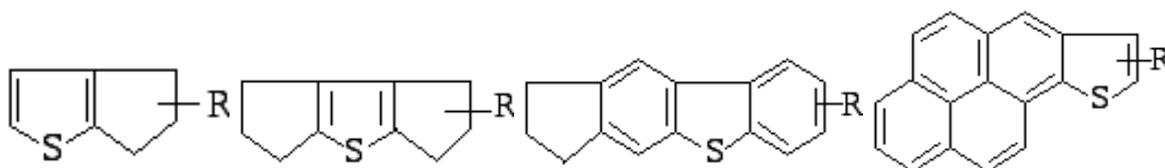


Рисунок 1 - Нейтральные соединения типа сульфидов с алифатическими и циклическими радикалами и гетероциклические соединения

В некоторых нефтях найдена также в незначительном количестве свободная сера. В нефтях тяжелых и вязких часто содержатся сероводород H_2S , низкомолекулярные меркаптаны RSH и дисульфиды $RSSR$. Эти же вещества, как правило, присутствуют и в дистиллятных нефтепродуктах [1].

Сероводород, меркаптаны и свободную серу относят к активным сернистым соединениям по их способности вызывать сильную коррозию оборудования. Высокомолекулярные серосодержащие соединения коррозию не вызывают и относятся к неактивным. Но они могут разлагаться под действием температуры с образованием активных сероводорода и меркаптанов.

Кроме того, такие сернистые соединения, как: сульфиды, дисульфиды, тиофаны, тиофены и другие нейтральные вещества могут в известных условиях оказаться ответственными за возникновение коррозии. Дело в том, что при сгорании топлива все сернистые соединения образуют SO_2 и SO_3 . При низких температурах, когда получающиеся при сгорании или находящиеся в воздухе водяные пары конденсируются, эти оксиды превращаются в соответствующие кислоты, что вызывает сильную коррозию. Также присутствие в продуктах горения SO_3 сильно повышает точку росы. При сжигании сернистых мазутов накопление SO_3 в дымовых газах повышает температуру конденсации водяных паров на 50°C и, следовательно, даже при обычных температурах будет образовываться серная кислота и возникать коррозия. Чем больше сернистых соединений в топливе, тем сильнее опасность этой кислотной коррозии.

Непосредственно содержание самой серы в нефти составляет от долей процента до 5-7 %. Но общее содержание сернистых соединений в нефти может достигать и 30 %. В анализах, как правило, судят о содержании общей серы. Этот показатель является важнейшей технологической характеристикой сырой нефти, определяющей, в числе прочих, конечную ценность и стоимость нефти. Чем меньше серы, тем выше цена нефти [2].

Для нефтепродуктов сернистые соединения являются очень вредной примесью: они токсичны; они придают нефтепродуктам неприятный запах; вредно отражаются на антидетонационных свойствах бензинов; способствуют смолообразованию в крекинг-продуктах; вызывают коррозию металлов.

Содержание серы нормируется для всех видов топлива, их компонентов, осветительных керосинов, бензинов-растворителей и некоторых нефтяных масел. Наиболее жесткие нормы по содержанию серы установлены для бензиновых и реактивных топлив и бензинов-растворителей (0,02-0,1 %). Среднее положение по этому показателю занимают тракторные керосины и дизельные топлива (0,2-1 %). Больше всего допускается серы в котельном топливе (0,5-3,5 %). Поэтому сжигание сернистых мазутов проводят по специальным инструкциям во избежание отравления персонала дымовыми газами. Следует отметить, что для некоторых специальных масел (трансмиссионное, для гипоидных передач, для коробок передач и рулевого управления) и для смазочно-охлаждающей жидкости сульфифрезол нормируется не высший, а низший предел содержания серы (не менее 0,9-1,7 %), так как в этих нефтепродуктах присутствие серы улучшает их специфические свойства (липкость, маслянистость) [2].

Содержание сероводорода в нефтепродуктах оценивают по качественной пробе. Отсутствие сероводорода нормируется для топлива Т-2 и для некоторых дизельных и котельных топлив. Содержание меркаптановой серы нормируется для топлив Т1-С, Т-2 – не более 0,01 % и отсутствие – для бензинов-растворителей.

Для определения количественного содержания в нефтях и нефтепродуктах так называемой «общей серы», т. е. серы, входящей в любые органические соединения, предложено большое число химических и физических методов анализа. Физические методы основаны на способности элементов поглощать с различной интенсивностью рентгеновские и радиоактивные излучения. Как

правило, это рентгенофлуоресцентный метод, который реализуется в приборах марки "Спектроскан".

Сущность всех химических методов анализа заключается в том, что сера, входящая в состав сероорганических соединений, количественно переводится либо в сероводород методом гидрирования, либо, путем окисления (сжигания), в оксиды серы, которые затем легко определяются обычными химическими или физико-химическими методами количественного анализа. Из этих двух направлений наиболее широкое распространение получили окислительные методы. Однако следует отметить, что при микроанализе тяжелых нефтепродуктов, содержащих значительные количества серы, метод деструктивной гидрогенизации над платиновым катализатором имеет некоторые преимущества перед стандартным окислительным методом.

Ввиду значительного различия нефтепродуктов между собой как по фракционному составу, так и по физическим свойствам, единых универсальных условий полного окисления сернистых соединений, входящих в их состав, подобрать не удастся. Поэтому для различных нефтепродуктов применяются методы, значительно отличающиеся друг от друга, как по аппаратурному оформлению, так и по применяемому окислителю.

Библиография

1. Проскуряков В.А., Драбкин А.Е. Химия нефти и газа / В.А. Проскуряков, А.Е. Драбкин – Санкт-Петербург: Химия, 1995. – 448 с.
2. Новиков Е.А. Определение серы в нефтепродуктах. Обзор аналитических методов // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2008.

**Повышение эффективности нефтедобычи
на основе использования инновационных технологий**

Владимиров В.В., к.э.н., доцент
ulay62@yandex.ru

В статье рассмотрены проблемы развития нефтедобывающих предприятий России. Сделаны обобщения по существующим проблемам, связанным с истощением и низкой извлекаемостью нефти в действующих нефтяных скважинах. Предложены современные инновационные технологии нефтедобычи, способствующие повышению выхода продукции и повышению рентабельности предприятий отрасли.

**Improving the efficiency of oil production
on the basis of the use of innovative technologies**

The article deals with the problems of development of oil-producing enterprises in Russia. Generalizations are made on the existing problems connected with depletion and low recoverability of oil in operating oil wells. The modern innovative technologies of oil production are offered, promoting increase in an output of production and increase in profitability of the enterprises of branch.

В современных условиях перед российской экономикой стоят важные задачи по переходу на инновационные технологии, совершенствованию ее отраслевой структуры, повышению производительности труда, обеспечению значительного прироста валового внутреннего продукта страны. Решение указанных задач продиктовано необходимостью роста благосостояния граждан и повышению их жизненного уровня.

Принято считать, что Россия имеет сырьевую экономику, при которой основные доходы бюджета и предприятий обеспечиваются деятельностью сырьедобывающих отраслей. В этой связи рассмотрение проблем повышения

экономической эффективности развития предприятий нефтяной отрасли носит актуальный характер, так как позволяет выявить значительные резервы в усилении темпов роста экономики страны.

По оценкам экспертов, в развитии нефтяной отрасли, как и во многих других отраслях российской экономики, достаточно много проблем. По их мнению, к числу самых острых проблем можно отнести:

- сокращение объема геологоразведочных работ в три раза за последние 15-20 лет по причине низкой эффективности существующей системы управления геологической службой в стране;

- недостаточный уровень воспроизводства запасов нефтедобычи (по оценкам экспертов, восполняемость запасов в среднем составляет около 85% от годовой добычи);

- ожидаемый коэффициент извлечения нефти по месторождениям, вступившим в поздние стадии разработки, составляет около 0,3, в то время как в мире он превышает 0,4;

- запасы нефти высокопродуктивных месторождений, дающих более 60 % добычи, выработаны более чем на 50 %;

- более 60 % в балансе запасов составляет доля трудноизвлекаемых запасов нефти, требующих сложных и затратных технологий;

- нефтяные компании под предлогом коммерческой тайны не делятся информацией о своих разведанных запасах, не распространяются об используемых ими инновационных технологиях повышения эффективности нефтедобычи [1, 5]

Все указанные проблемы в конечном счете сказываются на общем снижении объемов производства нефти в России за последние годы (таблица 1).

Из таблицы видно, что при общем росте производства нефти в мире за 20013-20018 годы на 6,5 %, в России оно осталось без изменения. При этом доля России в мировом производстве нефти упала на 0,7 процентных пункта. Снижение доли России компенсировалось ростом производства в США на 30,1 %, в странах ОПЕК – на 1 %.[5]

В современных условиях необходимо основное внимание уделить не абсолютному росту добычи, а экономике добычи нефти и ее использования, а также конкурентоспособности российских углеводородов. Необходимо стремиться удержаться на уровне производства нефти в 500 млн. т в год.

Основным стержнем повышения эффективности разработки нефтяных месторождений является повышение коэффициента извлечения нефти, который в РФ имеет тенденцию к снижению. Эффективность извлечения нефти из неф-

теносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом что потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40 %. Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии средняя нефтеотдача пластов составляет 24–27 %, в Иране – 16–17 %, в США, Канаде и Саудовской Аравии – 33–37 %, в странах СНГ и России – до 40 %, в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки [5].

Таблица 1 - Динамика мирового производства и потребления нефти, млн. т

	Годы						динамика, 2018 к 2013, %
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Мировое производство	4525	4630	4685	4700	4762	4823	106,5
Мировое потребление	4542	4588	4637	4689	4745	4805	105,8
Россия, производство	521	525	526,5	526	524	521	100,0
Россия, потребление	133,2	137,7	130,5	132,5	137,0	138,0	103,6
Доля России в мировом производстве, %	11,5	11,3	11,2	11,1	11,0	10,8	-0,7п.п.
Доля России в мировом потреблении, %	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	0,1п.п.
США, производство	614,6	695,5	742,8	763,5	782,6	799,8	130,1
США, потребление	959,9	964,6	981,0	985,7	991,8	997,9	103,9
Страны ОПЕК, производство	1819	1815	1818	1804	1822	1838	101,0
Страны ОПЕК, потребление	892,4	918,0	939,7	964,9	989,0	1011,8	113,4

Источник: Energy Information Administration (EIA): Cambridge Energy Research Associates (HIS CERA)

Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно. Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55-75 % от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Еще в более широком диапазоне (30-90%) изменяются остаточные запасы неф-

ти по отдельным разрабатываемым месторождениям, в зависимости от сложности строения и условий разработки [5].

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений [4].

Наиболее эффективными технологиями в инновационно-инвестиционной деятельности предприятий в сфере нефтедобычи представляются следующие: бурение боковых стволов, горизонтальных и разветвленных скважин; щелевая гидропескоструйная перфорация; физико-химическое воздействие полимерно-гелевых систем и др.

По расчетам специалистов, например, увеличение коэффициента вытеснения нефти за счет применения растворов полимеров, гидргелей по сравнению с заводнением составляет 1-3,5 %, при этом нефтеотдача может быть повышена на 15-16 % [6].

Как известно, в пробуренной нефтяной скважине нарушается естественное состояние капилляров, вода из нарушенных трубой протоков устремляется в образовавшееся пространство. Сверху в трубу также закачивается вода. Добытая нефть, таким образом, оказывается обводненной, поэтому рядом с месторождением приходится строить технологическое сооружение для ее очистки. Вытесненная из недр нефть вместе с водой разливается вокруг скважины, покрывая прилегающие участки маслянистой пленкой. Суперабсорбент способствует формированию тонкой, плотной, малопроницаемой фильтрационной корки [2, 3].

Полимерные гидрогели решают эту проблему. Они не смешиваются с нефтью, плотно заполняют образовавшиеся пустоты в пласте, «пломбируют» грунты на очень долгое время. Внедрение данной технологии позволяет нефтедобывающим компаниям увеличить коэффициент добычи нефти.

Современные суперабсорбирующие гидрогели – это вещества, созданные химическим путем и способные поглощать, удерживать и передавать влагу, нашедшие широкое применение в различных сферах человеческой деятельности, и особенно эффективно используемые в нефтедобыче [2].

В настоящее время на российском рынке широко представлены полимерные суперабсорбенты. Такие суперабсорбенты устроены так, что они мгновенно впитывают большой объем жидкости и дальше эту жидкость они практически не отдают. Они являются блокаторами воды.

Сегодня повышение коэффициента извлечения нефти на истощающихся месторождениях до 0,65-0,7 за счет внедрения методов увеличения нефтеотдачи равноценно открытию и освоению новых богатых нефтяных месторождений [1].

Таким образом, более активное использование полимерных гидрогелей в нефтедобыче, как подчеркивает большинство специалистов отрасли, способно повысить нефтеотдачу и экономическую эффективность действующих и истощаемых месторождений, будет способствовать поддержанию достигнутого Россией уровня производства нефти.

Библиография

1. Веселков С.Н. Стратегия эффективности в нефтедобыче.// Персональный блог, Режим доступа: <http://veselkov.me/in/strategiya/strategiya-effektivnosti-v-neftedobyche.html>

2. Владимиров В.В., Стуканова И.П., Агафонов А.В. Применение инновационных агромелиоративных материалов: передовой опыт и экономическая оценка: Монография. - Чебоксары: Политех, 2019. – 116 с.

3. Гидрогель "Аквасин" для нефтедобычи. Режим доступа: <https://www.bio.tampomechanika.ru/catalog-bio/tech/hydrogel-for-oil-production/>

4. Курбанбаев, Мурат. Повышение эффективности работы нефтедобывающих скважин на основе использования смесей многофункциональных водорастворимых композиций ПАВ и полимеров. Автореферат диссертации. - М., 2011. Режим доступа: <https://www.dissercat.com/content/povyshenie-effektivnosti-rabotyneftedobyvayushchikh-skvazhin-na-osnove-ispolzovaniya-smesei>

5. Муслимов Р.Х. Пути повышения эффективности использования углеводородного потенциала в условиях прогнозируемого для РФ ухудшения конъюнктуры мирового рынка // Георесурсы. - № 4 (54). - 2013. - С. 6-11. Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/puti-povysheniya-effektivnosti-ispolzovaniya-uglevodorodnogo-potentsiala-v-usloviyah-prognoziruemogo-dlya-rf-uhudsheniya-konyunktury>

6 Заступов, А.В. Организационно-экономические мероприятия, направленные на повышение эффективности разработки месторождений в условиях истощения нефтяных ресурсов // Диссертация к.э.н. - Самара, 2007. Режим доступа: <https://www.dissercat.com/content/mekhanizmy-realizatsii-organizatsionno-ekonomicheskikh-rezervov-povysheniya-effektivnosti-ne>

Экологические проблемы транспортировки нефти и нефтепродуктов

Кузьмина О.В., к.х.н., доцент
olvkuzmina@mail.ru

В статье рассматриваются экологические последствия транспортировки нефти и нефтепродуктов и пути их устранения.

Environmental problems of oil and oil products transportation

The article discusses the environmental consequences of transportation of oil and petroleum products and ways to eliminate them.

Основным источником углеводородного сырья и основным энергоносителем в России является нефть. Предприятия топливно-энергетического комплекса России, в том числе по добыче и транспортировке нефти, являются крупнейшим в промышленности источником загрязнения окружающей среды. Экологические проблемы начинаются уже на стадии добычи нефтяного сырья и его транспортировки к потребителю. Какой бы вид транспорта для этого ни был задействован, везде происходит ее вылив.

При транспортировке трубопроводом, железнодорожным или автомобильным транспортом вылившаяся нефть попадает на почвы, если водным – остается на поверхности воды. Она растворима в органических растворителях и не растворима в воде. Потому ее пятна долго остаются на поверхности. Ежегодно происходит более 60 крупных аварий и около 20 тыс. случаев, сопровождающихся значительными разливами нефти, попаданием ее в водоемы, гибелью людей, большими материальными потерями [1].

Наиболее эффективна и экономична транспортировка нефти и газа с места их добычи по трубопроводам. Трубопроводный транспорт включает в себя комплекс различных сооружений: трубопроводы, компрессорные, насосные станции и т.д. Сеть магистральных нефтепроводов общей протяженностью более 46 тыс. км раскинулась по стране от Восточной Сибири до западных границ страны, от Ямала до Черного моря.

Действующая сегодня система трубопроводного транспорта начала создаваться еще в послевоенные годы. Учитывая, что амортизационный срок эксплуатации стальных артерий составляет 33 года, оказывается, что возраст более 40 % нефтепроводов превышает этот срок. Средняя дальность перекачки нефти в нашей стране составляет до 1500 км. Нефть транспортируется по трубопрово-

дам диаметром 300-1200 мм. С годами трубная сталь и изоляционное покрытие «стареют», дают о себе знать заводские дефекты труб, коррозия металла.

К числу наиболее серьезных аварий последнего времени относится прорыв нефтепровода Туймазы - Омск - Новосибирск (1996 год), во время которого в реку Белая вылилось около 1000 т нефти. Авария на насосной станции нефтепровода Самара-Лисичанск (1995 год) повлекла за собой разлив 2000 т нефти. Ежегодно в России происходит около 700 инцидентов на нефтепроводах, в основном в Западной Сибири. По данным специалистов, абсолютное большинство (89-96 %) аварийных разливов нефти вызывают сильные и необратимые повреждения природных биоценозов [2].

Нефтепромысловое и буровое оборудование работает в чрезвычайно тяжелых условиях, осложняемых действием на исполнительные механизмы высоких статических, динамических, знакопеременных нагрузок, присутствием абразива и агрессивной жидкости под высоким давлением. Для работы в таких условиях необходимо создавать или выбирать из числа имеющихся стали и конструкционные материалы с учетом всего перечня факторов, негативно влияющих на статическую, длительную прочность, износостойкость и коррозионную стойкость рабочих поверхностей машин и инструмента.

Магистральные трубопроводы работают с менее агрессивными средами, поэтому вероятность аварии на них меньше, чем на промысловых трубопроводах. Однако аварии на них, по сравнению с промысловыми, наносят больший ущерб экологическим системам из-за больших объемов транспортируемой продукции. Строительство и эксплуатация как магистрального, так и промыслового трубопровода влечет техногенное воздействие на объекты окружающей природной среды. Особенно остро строит проблема пересечения магистральных трубопроводов водных преград. Ежегодно при авариях на нефтепроводах разливается несколько миллионов тонн нефти. Только на месторождениях Западной Сибири происходит до 35 тысяч порывов в год [3].

Для снижения вероятности аварий требования к надежности нефтепроводов постоянно повышаются. Совершенствуются технологии и налаживается производство антикоррозийного покрытия трубопроводов. Осваивается применение гибких трубопроводов из армированного пластика с неограниченным сроком эксплуатации. Наиболее прогрессивные компании налаживают системы мониторинга состояния трубопроводов. Для этого применяются самые разные технологии и стратегии – от обхода территорий людьми до контроля объектов со спутников. Сегодня широкое распространение получила система отслеживания основных характеристик гидродинамических процессов (давления, температуры и поведения потоков транспортируемой жидкости). Полученные данные сравнивают с эталонными параметрами, что позволяет выявить возможные аномалии, связанные с протечкой. Современный метод – использование разного рода промывочных жидкостей и веществ, впитывающих нефть. Эффективным способом является использование биотехнологий: специальные микроорганизмы окисляют нефтепродукты, в результате чего они расщепляются и становятся безвредными.

Одним из наиболее перспективных путей ограждения среды от загрязнения является создание комплексной автоматизации процессов добычи, транспорта и хранения нефти. По пути герметизации систем сбора, транспорта и подготовки нефти идут и другие крупные нефтедобывающие страны земного шара.

В заключении нужно отметить, что экологические нарушения при добыче, транспортировке нефти и газа, возникают везде и всегда. Избежать их полностью при современных методах освоения невозможно. Поэтому главная задача состоит в том, чтобы свести к минимуму нежелательные последствия, рационально используя природные условия.

Библиография

1. Блоков И.П. Краткий обзор о порывах нефтепроводов и объемах разливов нефти в России // Доклады Гринпис России [Электронный ресурс]. URL: http://www.greenpeace.org/russia/Global/russia/report/Arctic-oil/Oil_spills.pdf.

2. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. – М.: Ин-октаво, 2005. – 368 с.

3. Донской С.Е. О проблемах обеспечения экологической безопасности при пользовании недрами на территории Российской Федерации и ее континентальном шельфе // Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.mnr.gov.ru>.

Требования безопасности при перевозке нефтепродуктов автотранспортом

Агафонов А.В., к.б.н., доцент;

Кузьмина О.В., к.х.н., доцент

olvkuzmina@mail.ru

В статье рассмотрены основные требования по безопасности транспортировки нефтепродуктов, а именно, разновидности специализированного подвижного состава и требования к нему.

Safety requirements for transportation of petroleum products by road

The article deals with the basic requirements for the safety of transportation of petroleum products, namely, varieties of specialized rolling stock and requirements for it.

Россия обладает богатейшими запасами чёрного золота, что обусловило распространённость грузоперевозок продуктов перегонки сырой нефти. Наиболее востребованным вариантом таких перевозок является использование автомобильного транспорта.

Нефтепродукты относятся к категории легковоспламеняемых жидкостей, главная опасность при транспортировке которых заключается в высоком риске воспламенения и/или взрыва. Примерно такой же уровень опасности исходит от паров нефтепродуктов, которые также могут являться легковоспламеняемыми, а добавок – токсичными для человека и животных. Другая опасность, характерная при перевозке нефтепродуктов, – вероятность разлива, что грозит нанесением серьёзного ущерба окружающей среде, приравняемым к экологической катастрофе локального характера. Вследствие этого, нефть вместе с множеством производных, согласно европейской классификации ДОПОГ, приравнена к грузам третьего класса опасности. Перевозку нефтепродуктов следует осуществляться в соответствии с действующими правилами, распространяющимися на транспортировку грузов, относящихся к категории опасных.

Поскольку любые нефтепродукты подвержены самовоспламенению, предосторожность при транспортировке нефти и производных автотранспортом должна ставиться во главу угла. Любая ошибка грозит экологическим бедствием, устранить которое будет чрезвычайно сложно. Существует также реальная угроза для жизни/здоровья людей, оказавшихся в непосредственной близости от транспортного средства, перевозящего опасный груз.

Большая часть разновидностей нефтепродуктов доставляется к месту назначения с использованием бестарного метода, предполагающего применение специализированного подвижного состава (СПС). Это: бензовозы (автоцистерны, используемые для перевозки таких нефтепродуктов, как масла, моторное топливо, смазоч-

ные материалы, жидкие растворители, другие вещества со сходными физико-химическими характеристиками); топливозаправщики (специализированные бензовозы, оснащенные насосным оборудованием для дозированного скачивания); битумовозы (специализированные автоцистерны, оснащенные горелкой для подогрева перевозимого битума); газовозы (специализированные автоцистерны, позволяющие перевозить сжиженные газы под высоким давлением), оснащенные насосным оборудованием для перекачки СГ в стационарные резервуары; автогудронаторы (специализированные автоцистерны, оснащенные механизмом, обеспечивающим равномерное распределение битума при укладке дорожного полотна); газовозы, специализирующиеся на транспортировке бытовых баллонов со сжиженным газом.

Перевозка отдельных разновидностей нефтепродуктов может производиться с использованием ТС общего назначения, которые дооборудованы приспособлениями, обеспечивающими соблюдение правил транспортировки. В некоторых случаях разрешается задействовать обычные грузовики (если нефтепродукты перевозятся в специальной таре, регламентированной требованиями ГОСТ 1511/85). Правила перевозки ОГ позволяют транспортировать нефть и её производные с использованием обычного подвижного состава (при условии, что объёмы перевозок находятся в пределах установленных норм: бензин – не более 33 литров, дизтопливо – в пределах 1000 литров). Транспортировка крупных партий продуктов светлой нефтехимии производится с использованием прицепов-цистерн или полуприцепов-цистерн. Эта разновидность подвижных составов обеспечивает минимизацию себестоимости перевозки нефти автотранспортом посредством оптимального поперечного распределения горючей жидкости. Контейнерные перевозки продуктов светлой нефтехимии актуальны, если их доставка планируется в отдалённые регионы. Контейнеры очень удобны и как практичный полевой ПС. Стандартный объём таких контейнеров находится в пределах 1.0-5.0 кубометров, а для их перевозки можно использовать тентованные бортовые грузовики марок ЗИЛ или ГАЗ.

Тара для перевозки НП Вязкие масла и жидкие составы (растворители, топливо всех разновидностей) перевозятся с использованием канистр и аналогичной тары ёмкостью 5-60 литров. Если требуется тара большего объёма, допускается применение бочек (полиэтиленовых или металлических) ёмкостью 50-250 литров. Правила перевозки ОБ лимитируют объём такой тары для транспортировки конкретных веществ (для дизтоплива это 60 литров), но если требуется ёмкость большего объёма, это допустимо, но на тару должно быть нанесено соответствующее буквенно-цифровое обозначение. В соответствии с Правилами, заполнять канистры или бочки нужно не полностью – максимально на 95 % от объёма. Нефтепродукты, предназначенные для продажи в розничной сети в категории товарных нефтепродуктов, как правило, фасуются в заводскую упаковку и перевозятся в ящиках/коробках или посредством размещения на поддонах с обязательной упаковкой в термоплёнку.

Для транспортировки небольшого ассортимента твёрдых продуктов переработки нефти (битум, парафин) допускается использование обычной тары – картонных коробок, ящиков, барабанов и аналогичных тарных ёмкостей Автомобиль для перевозки жидких нефтепродуктов автотранспортом общего назначения в оптовых объёмах осуществляется с применением флекситанков – эластичных многослойных

мешков, предназначенных для размещения в контейнерах. Объём такой тары варьируется в пределах 10000-25000 литров. Но чаще всего для перевозки нефтепродуктов используются автоцистерны, обеспечивающие соблюдение всех требований и правил безопасности при перевозках опасных грузов. Обладая полностью герметичным корпусом овальной формы (оптимальным в плане аэродинамики), они оборудуются: задвижкой клиновидной формы для удобного слива перевозимых продуктов; специальным патрубком, предназначенным для заливки в ёмкость жидкостей маслянистой консистенции; указателем уровня жидкости стержневого типа; дыхательным клапаном, обеспечивающим надёжную герметизацию резервуара; насосным оборудованием насосом и системой шлангов; съёмными волнорезами, предназначенными для минимизации ударной волны, возникающей при ускорении/торможении во время движения ТС.

Автоцистерны, предназначенные для доставки тёмных нефтепродуктов, дополнительно оснащаются нагревательным оборудованием с целью поддержки заданного температурного режима. Все автоцистерны имеют в своем составе огнетушители и заземляющие приспособления, предназначенные для отвода возникающего при заправке/сливе нефтепродуктов статического электричества.

Грузовые автомобили вместе с полуприцепами и прицепами, используемые для транспортировки большинства разновидностей продуктов перегонки нефти, должны соответствовать ряду требований, описанных в Правилах перевозки ОГ. ТС необходимо оснастить таким образом, чтобы обеспечить соблюдение мер пожарной безопасности. В их число входит обеспечение наличия в кабине выключателя «массы», обеспечивающего аварийное отключение электропитания транспортного средства, оснащение подвижного состава глушителем с пламегасителем и фронтальным расположением оконечного устройства (выхлопной трубы), заземляющей металлической цепью, противоподкатными бамперами, средствами защиты цистерны и системы трубопроводов от механических ударов, при опрокидывании ТС. Транспортное средство также должно быть оснащено маркировкой, предупреждающей о перевозке груза, относящегося к категории опасных (включая заметную издалека надпись «Огнеопасно» и соответствующие информационные таблички).

Автоцистерны для перевозки обширного спектра нефтепродуктов должны обладать техническими характеристиками, обеспечивающими максимальную устойчивость подвижного состава; цистерны должны иметь специальную окраску; подвижный состав должен быть укомплектован средствами индивидуальной защиты водителя и всех сопровождающих опасный груз лиц, а также стандартными средствами пожаротушения (песком, багром, лопатой, двумя или более огнетушителями, кошмой); такой спецтранспорт оборудуется сигнальными средствами, могущими работать в автономном режиме (спаренные фонари оранжевого цвета). Доставка мазута и других светлых/тёмных нефтепродуктов автотранспортом должна осуществляться по маршруту, согласованному с представителями ГИБДД.

Недопустимой является транспортировка в тёмное время суток. На отвечающее всем вышеперечисленным требованиям транспортное средство оформляется допуск в соответствии с правилами ДОПОГ в отношении конкретного вида продуктов переработки нефти.

Согласно правилам, регламентирующим перевозку всех разновидностей нефтепродуктов автотранспортом, водители, задействованные для этих целей, должны в установленном Правилами порядке пройти специальный курс обучения и получить удостоверение, разрешающее допуск к транспортировке ОГ. Кроме общего инструктажа по ТБ, перед каждым выездом должен проводиться дополнительный инструктаж, объясняющий правила и особенности транспортировки конкретной разновидности нефтепродуктов. Это позволит водителям правильно реагировать на возникновение любых нештатных ситуаций, возникающих на пути следования подвижного состава.

Основным документом при осуществлении перевозок нефтепродуктов автотранспортом является договор, заключаемый между грузообладателем и перевозчиком. Этот документ дополняется транспортной накладной отечественной формы или аналогичным документом международного образца. Наличие ТН является обязательным условием перевозок опасных грузов. Составление этого документа – прерогатива грузоотправителя (иногда – грузополучателя или компании, уполномоченной на отправку нефтепродуктов по просьбе клиента). Кроме договора и ТН, согласно нормативно-законодательной базе РФ, необходимо оформить пакет сопроводительных документов на транспортируемый груз. В него входят документы, которые могут быть востребованными таможенными, карантинными, санитарными службами.

Рекомендуется иметь сертификаты на весь ассортимент перевозимых продуктов переработки нефти, паспорт качества продукции, а также все другие документы и удостоверения, которые могут выдаваться уполномоченными органами на конкретную разновидность груза: путевой лист с наличием соответствующей опасному грузу маркировкой; свидетельство европейских правил ДОПОГ, выдаваемое на конкретное ТС; удостоверение о допуске водителя к транспортировке ОГ; согласованный маршрут передвижения; инструкцию, регламентирующую действия персонала в случае возникновения на маршруте следования непредвиденной ситуации; информационный лист (сведения обо всех ответственных лицах, задействованных в грузоперевозках, с указанием их контактных данных). Отметим, что соблюдение правил и требований при транспортировке нефти и её производных является обязательным условием, обеспечивающим наряду с дисциплинированностью водителя требуемый уровень безопасности.

Библиография

1. <https://econom-trans.ru/auto/perevozka-nefteproduktov-avtomobilnym-transportom.html>
2. Вельможин А.В. Теория транспортных процессов и систем. / А.В. Вельможин - М.: Транспорт, 1998. - 167 с.

Использование результатов службы технической диагностики при проведении ремонта насосов и компрессоров

Федоров Д.И., к.т.н., доцент - Политех;
Архипов В.Л., Николаев Э.Ю. - Заволжское ЛПУМГ
dinosii@mail.ru

В настоящее время на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях используется большое количество насосно-компрессорного оборудования (НКО). Например, на одном из нефтеперерабатывающих заводов для ведения технологических процессов нефтепереработки применяется 6680 единиц оборудования, из которых основную долю занимают насосы и компрессоры - 34,8 %, теплообменники - 22,5 %, емкости - 18,3 % и колонные аппараты - 4,9 % [1]. Такое распределение типично для всех нефтеперерабатывающих и химических заводов.

Using the results of the technical diagnostics during repair of pumps and compressors

Currently, a large number of pump and compressor equipment (NPOs) are used in oil refineries and petrochemical enterprises. For example, at one of the refineries 6680 units of equipment are used for conducting technological processes of oil refining, of which the main share is occupied by pumps and compressors-34.8 %, heat exchangers - 22.5 %, tanks - 18.3 % and column apparatuses - 4.9 % [1]. This distribution is typical of all refineries and chemical plants.

Таким образом, насосы являются одной из самых распространенных разновидностей машин. На нефтеперерабатывающих заводах насосы служат для перекачивания нефти, нефтепродуктов, сжиженных газов, воды, щелочей, кислот и работают в широких диапазонах производительности, напоров, и температуры. Несмотря на разнообразие конструкций, насосы можно классифицировать по принципу действия на две группы – динамические и объемные. Классификация насосов по принципу действия приведена на рис. 1.

В динамических насосах жидкость приобретает энергию в результате силового воздействия на нее рабочего органа в рабочей камере, постоянно сообщаемой с их входом и выходом [2]. К динамическим насосам относятся: лопастные (центробежные, диагональные и осевые), воздушные водоподъемники (эрлифты), вихревые, струйные, вибрационные. В объемных насосах жидкость

приобретает энергию в результате воздействия на нее рабочего органа, периодически изменяющего вместимость рабочей камеры, попеременно сообщаясь с их входом и выходом [2]. К объемным насосам относятся: поршневые и плунжерные, роторные, ленточные и шнуровые водоподъемники, крыльчатые, гидротараны.

Большая часть НКО работает в различных агрессивных и высококоррозионных средах, а также при высоких температурах. Кроме того, значительно влияет собственная вибрация насоса и вибрация трубопроводов обвязки, которая возникает при перекачке различных нефтепродуктов. Она отрицательно сказывается на техническом состоянии НКО, увеличивая вероятность возникновения дефектов.

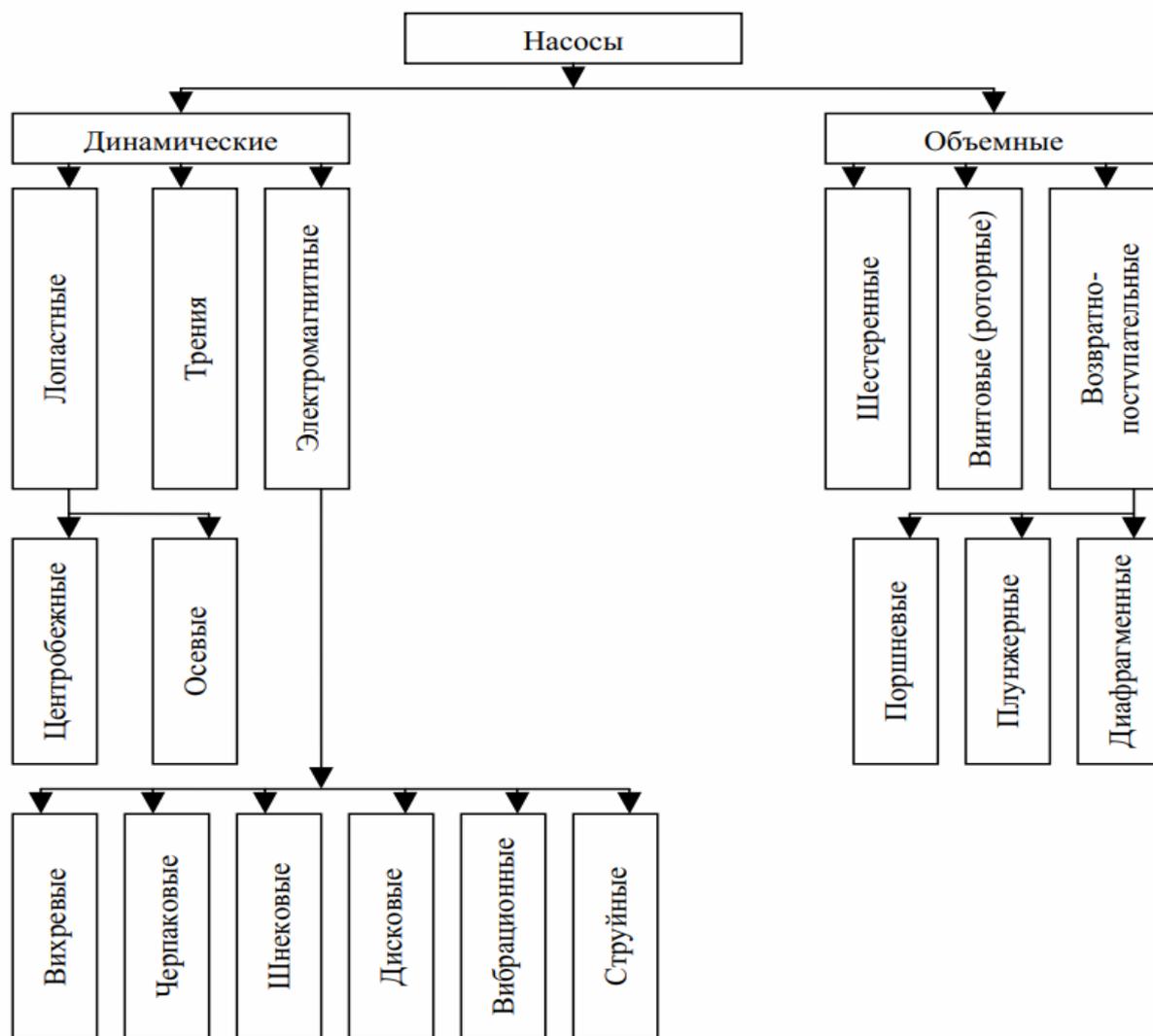


Рисунок 1 – Классификация насосных агрегатов

Анализ литературы показал, что при эксплуатации насосно-компрессорного оборудования возникают следующие виды дефектов [3]:

- неуравновешенность ротора;
- нарушения соосности валов;

- нарушения жесткости опорной системы;
- дефекты подшипников скольжения;
- дефекты подшипников качения;
- нарушения гидродинамики потока;
- вибрация электрических машин электромагнитного происхождения.

Для отслеживания технического состояния НКО была создана лаборатория технической диагностики (ЛТД). На основе анализа вибросигналов служба вибродиагностики дает рекомендательное заключение по техническому состоянию НКО. Оно может содержать следующие варианты: допустим (Д), т.е. насос можно эксплуатировать; еще допустим (ЕД), т.е. в скором времени с насосом начнутся технические проблемы; требует мер (ТМ), т.е. необходимо устранить техническую неполадку (в течение 1 недели); недопустим (Н), т.е. необходима остановка и ремонт насоса.

Известно, что проведение ремонта продляет срок службы оборудования. Ремонт оборудования необходим, так как даже высококачественное оборудование в процессе эксплуатации теряет свою работоспособность из-за износа, деформаций, коррозии и других факторов.

В процессе ремонта должны быть восстановлены как первоначальные геометрические размеры, так и основные физико-механические свойства деталей, конструктивные и эксплуатационные характеристики деталей, узлов и изделия в целом. Технология и организация ремонта должны обеспечивать полное или близкое к полному восстановление указанных показателей, причем, при возможно меньших затратах. Как правило, ремонт считается целесообразным, если стоимость восстановления изделия оказывается меньшей, чем приобретение нового оборудования. В отдельных случаях этот принцип нарушается по причине плохого снабжения запчастями или прекращения их выпуска заводом-изготовителем. Тогда приходится восстанавливать даже детали с нарушенной конструктивной целостностью с помощью сварки, клепки, накладок, стяжек, бандажей и др.

Износ является основной причиной выхода нефтяного оборудования из строя. В большинстве случаев изношенные детали восстанавливаются для повторного использования. Практика ремонтного дела показывает, что ресурс восстановленных деталей по сравнению с новыми во многих случаях бывает ниже. Однако современные методы восстановления позволяют получать детали, не уступающие по рабочим характеристикам новым деталям и даже превосходящие их по ресурсу [4].

Ремонт на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях занимаются специально созданные на их территории ремонтные предприятия. В ремонт НКО поступает в плановом порядке или по заявке начальника установки (если насос требует экстренного ремонта). Перед ремонтом насосно-компрессорного оборудования ЛТД проводит обследование агрегатов. Она должна облегчить выявление дефектных насосов и, путем выдачи заключения, помочь при ремонте. Так как заключения, выдаваемые ЛТД, являются рекомендательными, то они, в большинстве случаев, не доходят до ремонтного предприятия, и эти две службы работают независимо друг от друга. Схема ремонта

НКО представлена на рис. 2. Для наиболее эффективного выявления дефектного НКО, составляется план-график, по которому проводится техническая диагностика агрегатов. Также, она может проводиться по заявке главного механика установки, если на НКО наблюдается повышенная вибрация, посторонний шум или другие отклонения от нормы.

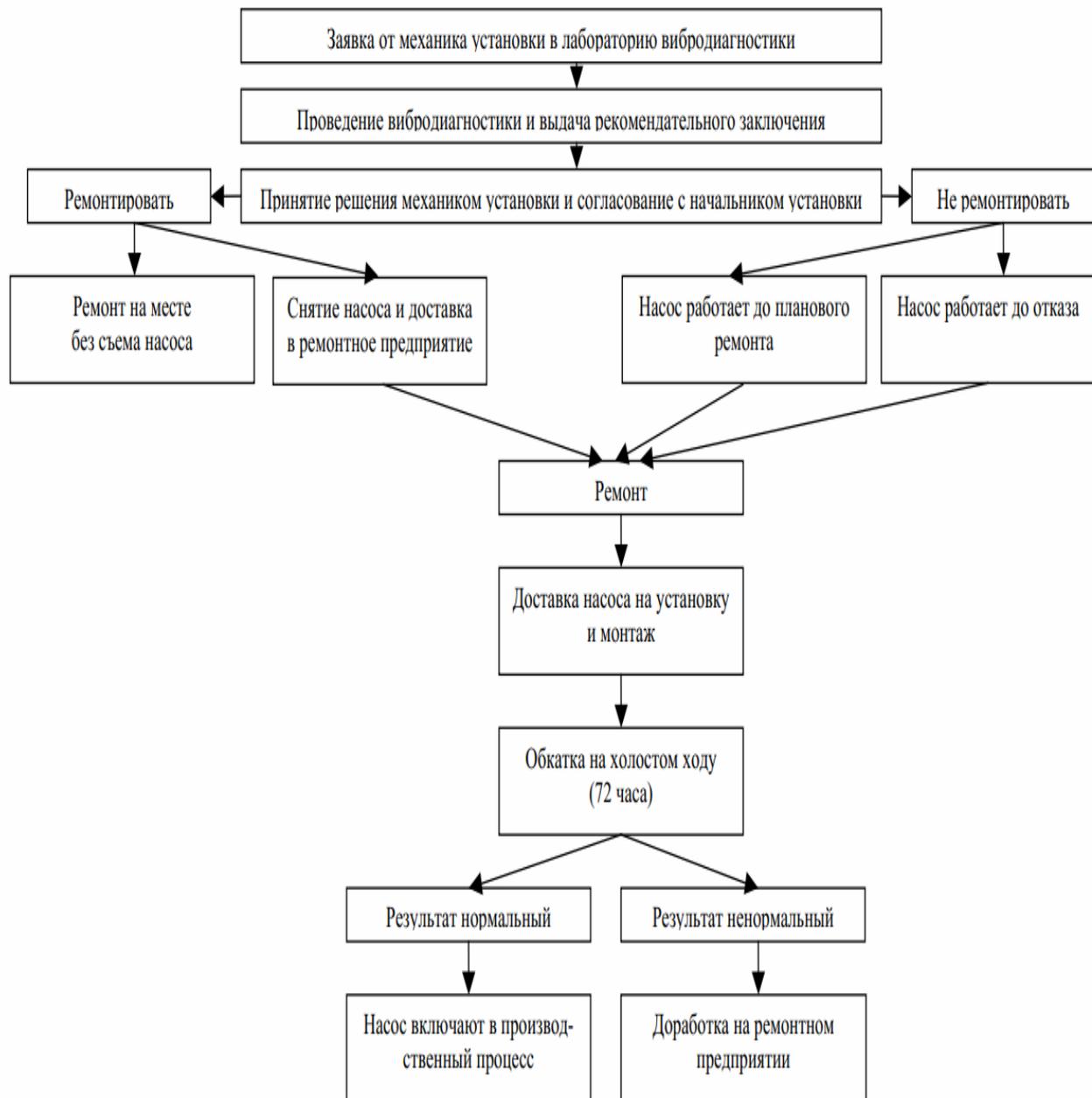


Рисунок 2 – Схема ремонта НКО

При проведении диагностирования вращающегося оборудования по параметрам вибрации, прежде всего, необходимо получать достоверные измерения виброакустических сигналов в контрольных точках. В связи с этим, помимо соблюдения правил установки датчиков, в ЛТД используются приборы - спектроанализаторы, которые отвечают определенным требованиям. К необходимым возможностям, которыми должны обладать приборы, анализирующие вибрацию, относятся [5]:

- проведение анализа временных характеристик сигналов и анализа временной развертки сигналов (режим осциллографа);
- проведение спектрального анализа вибрации, то есть осуществление разделения вибрации на частотные составляющие в широком диапазоне частот (от долей Герца до 20 кГц), с возможностью выбора различных частотных поддиапазонов;
- проведение спектрального анализа огибающих высокочастотных сигналов вибрации, с возможностью перестройки средней частоты полосового фильтра и выбором различных пределов частотного диапазона;
- обеспечение достаточной разрешающей способности;
- обеспечение усреднений по спектральным характеристикам;
- оценка выбросов в сигнале вибрации, то есть определение пикфактора (отношение пикового и среднеквадратичного значений);
- определение общего уровня вибрации в полосе частот, требуемой стандартами вибрационного контроля;
- проведение измерений по маршруту;
- возможность передачи накопленных измерений в компьютер для их дальнейшей обработки;
- возможность использования на любом участке производственного предприятия, где необходимо проведение мониторинга и технического обслуживания.

Дополнительными функциями, которыми должны обладать приборы, являются балансировка роторов в собственных опорах, наличие графического жидкокристаллического дисплея, возможность загрузки маршрута измерений из компьютера. Как правило, современные средства виброакустической диагностики преимущественным образом основаны на быстром Фурье-преобразовании вибросигнала. Однако, как показывает практика, спектральный метод обработки вибросигнала не всегда обеспечивает своевременное выявление дефектов. Например, на одном из нефтеперерабатывающих предприятий на насосе Д200×95 произошло незначительное снижение напора. При этом ЛТД выдала заключение, что произошла расцентровка агрегата, существует дефект подшипника насоса и дальнейшая эксплуатация агрегата недопустима. Данный насос был отправлен на ремонтное предприятие, где во время разборки было установлено, что его подшипники в отличном техническом состоянии. Причиной повышенной вибрации оказалось разрушенное рабочее колесо. Была произведена его замена. В насосе НК-210/200 появились посторонние шумы, и произошло постепенное снижение напора. В заключении, выданном ЛТД, было указано, что произошла расцентровка агрегата, произведена неправильная сборка соединительной муфты, а также обнаружен дефект подшипников качения насоса. Во время ремонта было установлено, что разрушена упорная втулка колеса и полностью разрушено рабочее колесо. Причиной разрушения стал сварочный электрод, который пробил фильтр всасывающего патрубка и, попав в насос, пробил рабочее колесо и застрял в нем. В насосе НК-210/80 появилась повышенная вибрация. В заключении, выданном ЛТД, было указано, что обнаружена неуравновешенность ротора электродвигателя, дефект подшипников

насоса, произошла расцентровка агрегата и ослабление жесткости крепления агрегата. На ремонтном предприятии было установлено, что на этом насосе приварились подшипники к валу. Была произведена замена подшипников и вала.

Как видно из выше приведенных примеров применение стандартного метода спектральной диагностики недостаточно. Для определения технического состояния насосно-компрессорного оборудования необходимо применять также и другие методы обработки вибросигналов, например, метод спектрального анализа огибающих высокочастотных сигналов вибрации, метод ударных импульсов, а также развивающиеся методы вейвлетанализа и построения фазовых портретов с применением теории детерминированного хаоса. Использование двух или более методов оценки состояния оборудования позволяет снизить вероятность ошибки при постановке диагноза.

Библиография

1. Закирничная М.М., Солодовников Д.С., Корнишин Д.В., Власов М.И. Применение теории вейвлетов и детерминированного хаоса для анализа технического состояния насосных агрегатов консольного типа/ Под ред. И.Р. Кузеева.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. - 95 с.

2. Кузнецов В.Л. Ремонт крупных осевых и центробежных насосов: Справочник/ В.Л. Кузнецов, И.В. Кузнецов, Р.А. Очилов.- М.: Энергоатомиздат, 1996. - 240 с.

3. Ширман А.Р., Соловьев А.Б. Практическая вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования.- Москва, 1996. - 276 с.: ил.

4. Архипов К.И., Попов В.И. Справочник инженера-механика по ремонту нефтяного оборудования, 1996. - 188 с.

5. Технические средства диагностирования: Справочник/ Под ред. В.В. Ключева.- М.: Машиностроение, 1989. - 672 с.

Оценка эффективности ресурсо- и энергосберегающих технологий нефтегазопромысловых объектов

Табачков П.А., к.т.н., доцент;
Федоров Д.И., к.т.н., доцент;
Чегулов В.В., к.т.н., доцент
dinosii@mail.ru

Целью работы является предварительная оценка эффективности энергосберегающих технологий энергетического оборудования при его применении для различных нефтегазопромысловых объектов.

Assessment of efficiency of resource-and energy-saving technologies of oil and gas facilities

The aim of the work is a preliminary assessment of the efficiency of energy-saving technologies of power equipment when it is used for various oil and gas facilities.

Нефтегазовая отрасль Российской Федерации является основой топливно-энергетического комплекса страны. Добыча нефти, включая газовый конденсат, в России в 2005 г. составила 460 млн. т/год, а добыча газа – 630 млрд. м³/год. Следует, однако, отметить, что в настоящее время на долю трудноизвлекаемых запасов нефти и газа из низкопроницаемых пластов, глубоководных горизонтов приходится около 65 % от общих запасов. Крупнейшие месторождения, открытые в 60–70-е гг. XX в., в результате интенсивной эксплуатации значительно истощились, а обводненность продукции этих месторождений достигла 80–90 % и более. Кроме того, имеется много низкопродуктивных линзовых месторождений, освоение которых требует значительно больше материальных и энергетических ресурсов. Добыча 1 т нефти из залежей с запасами меньше 1 млн. т стоит в 10–50 раз дороже, чем из месторождений с запасами 10 млн. т [1].

Себестоимость добычи нефти в России составляет от 9 до 12 долл./барр., в то время как в Саудовской Аравии от 0,75 до 2 долл./барр., в Ираке – до 3 долл./барр. [2]. Среднее удельное потребление электроэнергии при добыче нефти в России составляет около 50 кВт·ч/т, тепловой энергии – 57 МДж /т [3], что также выше, чем в других странах – основных экспортёрах нефти. Одним из путей снижения себестоимости добычи нефти и газа является разработка и внедрение энергосберегающих технологий и оборудования на нефтегазопромысловых объектах. В этой связи представляется целесообразной разработка и оптимизация энерго- и ресурсосберегающих установок с использованием топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и вторичных энергоресурсов (ВЭР). В

ряде случаев для повышения потенциала ВЭР могут быть использованы и теплонасосные установки.

Основные технические показатели, область применения современных теплоэнергетических установок на основе ТЭР с возможным использованием их на нефтегазопромысловых объектах по данным [4, 5] приведена в табл. 1. Установленная мощность энергоустановок (блочных котельных), оборудованных паровыми и водогрейными котлами отечественного и иностранного производства, составляет от 2,1 МВт для небольшого вахтового поселка до 33,5 МВт для центрального пункта промыслового сбора нефти. В качестве теплоносителя, используемого для технологических целей, применяется водяной пар давлением 0,6 МПа и горячая вода с температурой 115–200 °С. В качестве топлива в блочных котельных используются мазут, природный и нефтяной газ. Из-за значительно меньших затрат при строительстве и эксплуатации, а также снижения потерь теплоты себестоимость тепловой энергии от автономных источников в 3–4 раза меньше, чем от централизованных котельных.

Таблица 1 - Основные технические показатели энергоустановок

Месторасположение энергоустановки	Рабочие параметры			
	Давление пара, МПа	Температура воды, °С	Установленная мощность	
			МВт	Гкал/ч
Производственная площадка для добычи нефти	0,6	200	4,8	4,2
	-	200	2,1	1,8
Центральный пункт сбора	0,6	150	33,5	28,8
Комплексный пункт сбора	0,6	150	22,3	19,2
Установка комплексной подготовки газа	0,6	115	19,6	16,8
Дожимная насосная станция	0,6	115	2,1	1,8
	-	115	6,0	5,1
Вахтовый поселок	-	115	2,1	1,8

Расчеты автора по экономии ТЭР за счет применения солнечной, ветровой энергии и ВЭР для предварительного подогрева холодной воды перед подачей в рассматриваемые блочные котельные приведены в табл. 2. При выполнении расчетов выработки тепловой энергии принимался коэффициент использования установленной мощности 0,9. При расчетах экономии тепловой энергии за счет гелиоустановки и ветроэнергоустановки по разработанным автором методикам [6] температура подогрева теплоносителя принималась равной 55 °С. При оценке экономии за счет применения ВЭР (дымовых газов) учитывались потенциальные возможности охлаждения дымовых газов с использованием теплоты конденсации водяных паров [7].

Как видно из табл. 2, при использовании альтернативных источников энергии для предварительного подогрева воды перед подачей в паровые котлы экономия ТЭР весьма незначительна и не превышает 24–25 %. Наибольшая экономия ТЭР за счет использования ВИЭ и ВЭР – от 57 и практически до 100 % – возможна за счет их применения для предварительного подогрева воды перед подачей в водогрейные котлы и последующего использования горячей воды для технологических целей,

отопления и горячего водоснабжения. Часть электроэнергии, вырабатываемой ветроэнергоустановками, на дожимной насосной станции и в вахтовом поселке может быть использована в теплый период года для электроснабжения, например для привода вспомогательного оборудования и освещения. Таким образом, наиболее эффективно применять альтернативные источники энергии для получения горячей воды с температурой 50–60 °С.

Таблица 2 - Данные по экономии топливно-энергетических ресурсов

Выработка тепловой энергии, тыс. Гкал/год	Экономия за счет применения			Замещение альтернативными энергоресурсами	
	солнечной энергии, тыс. Гкал/год	ветровой энергии, тыс. Гкал/год	вторичных энергоресурсов, тыс. Гкал/год	тыс. Гкал/год	%
32,9	1,1	4,4	2,3	7,8	24
14,3	3,5	3,7	1,0	8,2	57
227,1	7,8	31,2	15,9	54,9	24
151,3	5,2	20,8	10,6	33,6	24
132,5	6,5	26,0	9,3	41,8	25
14,2	0,5	2,0	1,0	3,5	25
40,2	9,5	38,0	2,8	50,3	125
15,8	3,2	12,8	1,1	17,1	108

Как отмечается в [5], для вахтовых поселков, опорных баз промысла, которые расположены на большом расстоянии от источников газоснабжения, целесообразнее использовать электрические котлы, в частности индукционные нагреватели «Эдисон», выпускаемые Законом сибирского технологического машиностроения для отопления и горячего водоснабжения. Используются также теплонасосные станции на основе блоков тепловых насосов различных типов [6]. Так, например, в Тюмени теплонасосная станция теплопроизводительностью 4,1 МВт (3,5 Гкал/ч) использует низкопотенциальную теплоту поверхностного источника с температурой 7–8 °С и трансформирует ее до температуры 65–70 °С для системы отопления и до температуры 55 °С для системы горячего водоснабжения [5].

Комплексный анализ энергетической, термодинамической и экономической эффективности преобразования ВИЭ и ТЭР в тепловую и электрическую энергию (которая для ряда автономных объектов может быть использована для отопления и горячего водоснабжения) может быть выполнен на основе сопоставления показателей эффективности современных энергоустановок, использующих ТЭР и ВИЭ для получения тепловой и электрической энергии.

Результаты расчетов наивысших показателей энергетической, термодинамической и экономической эффективности энергоустановок, выполненных по разработанным автором методикам [6, 8], а также данные других авторов [3, 9] приведены в табл. 3. Как видно из табл. 3, энергетические КПД η энергоустановок, использующих ВИЭ (включая тепловые насосы), в 1,5–2 раза ниже (в среднем в 1,8 раза), чем КПД теплогенераторов, использующих ТЭР. Однако трансформаторы ВИЭ

имеют эксергетические КПД η_{EX} практически такие же (в среднем лишь на 2 % ниже) или даже большие значения, чем источники тепла, использующие ТЭР.

Таблица 3 - Наивысшие показатели эффективности энергоустановок

Тип энергоустановки	η	η^{EX}	K' , тыс.руб/кВт	C'' , руб./Гкал
Использующие ТЭР				
Котельная	0,95	0,30	0,7	27
Индивидуальный теплогенератор	0,90	0,28	1,4	20
Газовый водонагреватель	0,85	0,26	1,4	20
Котельная с индукционными нагревателями	0,95	0,92	1,7	100
Использующие ВИЭ				
Солнечная котельная	0,50	0,33	16,8	40
Солнечный водонагреватель	0,52	0,28	11,2	20
Ветроэнергетическая установка	0,40	0,40	16,8	40
Теплонасосная станция	0,60	0,52	3,4	33

Удельные капитальные вложения $K_{уд}$ в источники тепловой энергии, использующие ВИЭ, в десятки раз (в среднем в 13 раз) превышают эти показатели для источников тепловой энергии, использующих ТЭР, что обусловлено соответственно меньшим значением плотности потока энергии. Несколько лучшие показатели имеют тепловые насосы, у которых $K_{уд}$ лишь в 2–5 раз больше, чем у теплогенераторов, использующих ВИЭ. Себестоимость получаемой тепловой энергии $C_{тэ}$ от источников тепла, использующих ВИЭ, практически такая же, как и у источников тепла, использующих ТЭР. Себестоимость тепловой энергии, получаемой за счет использования электроэнергии в котельных с индукционными нагревателями, в 4–5 раз больше, чем $C_{тэ}$, получаемой топливными теплогенераторами, и в 1,4 выше, чем $C_{тэ}$, получаемой из электроэнергии, вырабатываемой ветроэнергоустановками. Именно поэтому представляется нецелесообразным непосредственное использование электроэнергии, получаемой за счет ТЭР и ВИЭ для нужд теплоснабжения. Электроэнергию более рационально использовать для привода компрессоров теплонасосных станций.

Таким образом, в целом термодинамическая эффективность современных энергоустановок на основе ВИЭ не ниже, а в ряде случаев даже выше, чем энергоустановок, использующих ТЭР, поэтому с термодинамической точки зрения использование ВИЭ вполне целесообразно. Однако необходимо дальнейшее совершенствование трансформаторов ВИЭ, направленное на повышение их энергетического КПД, а также улучшение их технико-экономических показателей, – существенное сокращение $K_{уд}$ и $C_{тэ}$.

На основе комплексной оценки эффективности энергосберегающего оборудования нефтегазопромысловых объектов можно сделать следующие выводы.

1. При использовании альтернативных источников энергии для предварительного подогрева воды перед подачей в паровые котлы экономия ТЭР весьма незначительна и не превышает 24–25 %. Наибольшая экономия ТЭР за счет использование ВИЭ и ВЭР – от 57 и практически до 100 % возможна за счет их применения для подогрева воды до температуры 50–60 °С. Часть электроэнергии, вырабатываемой

мой ветроэнергоустановками, может быть использована для электроснабжения промышленных объектов.

2. Энергетические КПД энергоустановок, использующих ВИЭ, в 1,5–2 раза ниже, чем КПД теплогенераторов, использующих ТЭР. Однако трансформаторы ВИЭ имеют энергетические КПД практически такие же или даже большие, чем источники тепла, использующие ТЭР.

3. Удельные капитальные вложения в источники тепловой энергии с ВИЭ в десятки раз превышают эти показатели для источников тепловой энергии, использующих ТЭР. Несколько лучшие показатели имеют тепловые насосы, у которых удельные капитальные вложения лишь в 2–5 раз больше, чем у теплогенераторов с ВИЭ.

4. Себестоимость тепловой энергии, получаемой от источников тепла, использующих ВИЭ, практически такая же, как и от источников тепла на основе ТЭР. Себестоимость тепловой энергии, получаемой в электродвигательных, в 4–5 раз больше, чем Стэ, получаемой топливными теплогенераторами, и в 1,4 выше, чем Стэ, получаемой из электроэнергии, вырабатываемой ветроэнергоустановками, поэтому ее экономически целесообразно использовать только для привода тепловых насосов.

Библиография

1. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров и др. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 586 с.

2. Кудзоев А.И. Быть ли России энергетической сверхдержавой? // Финансово-аналитическая газета. – 2005. – № 23. – С. 5.

3. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: Справ. / Под ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 588 с.

4. Оборудование для добычи нефти и газа / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров и др.: В 2 ч. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – Ч. 2. – 640 с.

5. Корноухова С.В. Источники теплоснабжения нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 3. – С. 79–81.

6. Шишкин Н.Д. Малые энергоэкономичные комплексы с возобновляемыми источниками энергии. – М.: Готика, 2000. – 236 с.

7. Новгородский Е.Е., Бурлаков В.Ю. Комплексное использование газа в теплоснабжении предприятий. – Ростов н/Д.: Изд-во РГСУ, 2000. – 274 с.

8. Ильин А.К., Шишкин Н.Д. Автономные теплоэнергетические комплексы (структура, характеристики, эффективность. – Ростов н/Д.: Южный науч. центр РАН, 2004. – 112 с.

9. Амерханов Р.А. Тепловые насосы. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 160 с.

Трубопроводный транспорт России в системе поставок углеводородов

Федоров Д.И., к.т.н., доцент – Политех;

Архипов В.Л. - Заволжское ЛПУМГ

dinosii@mail.ru

Рассмотрена роль транспортной инфраструктуры в энергетической кооперации России и АТР, исследован уровень развития систем трубопроводного транспорта в мире и Тихоокеанских странах, проанализированы возможности интеграции систем трубопроводного транспорта Востока России и стран Тихоокеанского региона.

Russian pipeline transport in the hydrocarbon supply chain

The role of transport infrastructure in the energy cooperation between Russia and the Asia Pacific region examined, the level of development of pipeline transportation systems in the world and Pacific countries investigated, the possibility of integration of pipeline transport in East of Russia and the Pacific region analyzed.

Трубопроводный транспорт углеводородов играет существенную роль в развитии глобальной системы энергообеспечения, обеспечивает значительную долю российского экспорта энергоносителей. В настоящее время одна из наиболее приоритетных задач социально-экономического развития Востока страны и усиления экономических и геополитических позиций России в мире – крупномасштабный выход и закрепление на рынках Тихоокеанского региона, включая энергоносители.

Россия играет ключевую роль в современном состоянии и основных показателях перспективного развития Тихоокеанского клуба. Однако при высокой степени вовлеченности большинства отраслей топливно-энергетического комплекса России в мирохозяйственные связи и относительной территориальной близости ресурсных регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока к АТР, поставки энергоносителей и продукции их глубокой переработки на крупнейший в мире Тихоокеанский рынок пока не играют значительной роли в России.

Причины ограниченности поставок – отсутствие развитой транспортной инфраструктуры, низкая освоенность ресурсного потенциала и неурегулированность ряда институциональных (законодательных, организационных, инвестиционных, ценовых), а также технологических вопросов. Для решения задач ускоренного подъема Восточной Сибири и Дальнего Востока одним из главных аспектов является развитие транспортной инфраструктуры этих регионов. В настоящее время состояние транспортной инфраструктуры сдерживает дальнейшее развитие торгово-экономических связей со странами Тихоокеанского региона.

В мировой региональной структуре протяженность трубопроводов по перекачке углеводородов крайне неравномерна. Так, на Северную Америку приходится около 56 % всех мировых трубопроводов, в то время как на Россию – 10 % , АТР – 8 %, Южную Америку (страны тихоокеанского побережья) – 2 % (табл. 1). Суммарная протяженность магистральных нефте-, продукто- и газопроводов Тихоокеанского клуба (России и стран Тихоокеанского региона – Азиатско-Тихоокеанский регион, Северная и Южная Америка (страны, имеющие выход к Тихоокеанскому побережью)) составляет около 1,8 млн. км - более 75 % от общего мирового показателя.

Протяженность нефтепроводов в мире составляет около 639 тыс. км, где на Северную Америку приходится около 59 %, на Россию – 8 %, на АТР – 7 %, на Южную Америку (тихоокеанское побережье) – 3 % (табл. 1). Суммарная протяженность нефтепроводной системы в России и странах Тихоокеанского региона составляет около 492 тыс. км – 77 % от мирового показателя.

Учитывая географическую специфику (островное положение, распространение горных массивов и др.), уровень экономического развития, наличие ресурсно-сырьевой базы жидких углеводородов ряд стран Тихоокеанского региона не имеют собственной магистральной инфраструктуры по транспортировке жидких углеводородов - Япония, Таиланд, Сингапур, Бангладеш, Монголия. В настоящее время в России и странах Тихоокеанского региона протяженность системы по транспортировке продуктов переработки нефти составляет около 85 % (327 тыс. км) от общемирового показателя (385 тыс. км). В региональной структуре на Северную Америку приходится около 70 % от мирового показателя, на Россию – всего 5 %, на страны АТР – 7 %, на Южную Америку (тихоокеанское побережье) – около 3 %.

В ряде стран Тихоокеанского региона не существует трубопроводной сети по транспортировке нефтепродуктов: Япония, Таиланд, Сингапур, Малайзия, Вьетнам, Бангладеш, Филиппины, Северная Корея, Монголия, Мьянма, Бруней, Панама. Здесь широко используются альтернативные виды транспорта (железнодорожный, автомобильный, речной), кроме того, в ряде стран с островным положением основная плотность населения расположена в прибрежных районах, куда нефтепродукты доставляют морским транспортом.

Суммарная протяженность газопроводной сети в мире составляет около 946 тыс. км, из которых около 73 % приходится на Россию и страны Тихоокеанского региона. В региональной структуре доля стран Северной Америки по протяженности газопроводов составляет около 50 % от мирового показателя, России – около 12 %, стран АТР – около 10 %, стран Южной Америки (тихоокеанское побережье) – около 1 %.

Газопроводы являются более распространенным и развитым видом трубопроводного транспорта по сравнению с нефте- и продуктопроводами. Только небольшое количество стран не используют сетевой природный газ в топливно-энергетическом балансе в силу своего низкого развития и отсутствия запасов этого полезного ископаемого – Северная Корея, Монголия, Панама.

В настоящее время протяженность газопроводной инфраструктуры почти в два раза превышает протяженность трубопроводов по прокачке жидких углеводородов. Это объясняется тем, что у природного газа практически нет альтернативных способов поставок, в отличие от нефти и нефтепродуктов. Кроме того, учитывая экологичность и технологичность использования, а также развитую ресурсную базу, природный газ является приоритетным видом топлива, доля которого в топливно-энергетическом балансе мира и стран Тихоокеанского региона существенно увеличивается. Этот процесс вызывает потребность в сооружении новой газопроводной инфраструктуры.

Взаимодополняемые экономики России и стран Тихоокеанского региона имеют значительные перспективы сотрудничества. Важно, чтобы при развитии такой кооперации были обеспечены условия социально-экономического развития российских ресурсных и транзитных территорий, реализованы экономические и геополитические интересы России. Перспективный образ экономической системы Восточной Сибири и Дальнего Востока связывается с новой концептуальной версией развития региона, включающей, институционально объединяющей и обеспечивающей взаимосвязанную реализацию разработок правительственных, научных и предпринимательских структур на кратко-, средне- и долгосрочную перспективу (территориальных и отраслевых стратегий, государственных программ, корпоративных бизнеспланов). Она заключается в широкомасштабном использовании для модернизации экономической системы региона ресурсов, полученных за счет резкого увеличения экспорта энергетических ресурсов и транспортных услуг. Это становится реализуемым на основе формирования эффективной инфраструктуры, включающей создание магистральных коридоров для поставок в АТР российской продукции и осуществления крупномасштабного международного транзита. Трубопроводный транспорт Тихоокеанского клуба состоит из четырех крупных в различной степени внутренне взаимосвязанных систем – СНГ, включая Россию, АТР, Северной Америки и Южной Америки.

Нефте- и газопроводы России, США, Канады в высокой степени интегрированы в международные энергетические системы, тогда как в АТР и Южной Америке функционируют в основном национальные и локальные инфраструктурные комплексы. В работе рассматриваются внешние по отношению к России системы трубопроводного транспорта (АТР, Северная Америка, Южная Америка) для выработки стратегии РФ на соответствующих рынках трубопроводных поставок.

Нефте- и газопроводы России, США, Канады в высокой степени интегрированы в международные энергетические системы, тогда как в АТР и Южной Америке функционируют в основном национальные и локальные инфраструктурные комплексы. В то же время нефтепроводная система Северной Америки и России, в целом уже в значительной степени сформирована, в то время как в странах АТР происходит интенсивное ее развитие. Со странами АТР Россия имеет общую границу с Монголией и Китаем. В настоящее время Монголия не имеет трубопроводного транспорта, что связано с незначительным потреблением энергоносителей, отсутствием собственной ресурсно-сырьевой базы углеводородов, относительно низким экономическим развитием страны.

Интенсивное развитие нефте-газопроводной инфраструктуры в Китае позволит существенно расширить сотрудничество с Россией в области поставок углеводородов. Интегрировать российскую и китайскую газопроводные системы возможно в западном направлении (газопровод «Алтай») и восточном направлении (газопровод из Восточной Сибири и Дальнего Востока).

В Северной Америке крупнейшим региональным рынком углеводородов с развитой системой трубопроводного транспорта является США. Нефтепроводная система Соединённых Штатов Америки значительное развитие получила на восточном, юго-восточном побережье и в центральных регионах страны, в особенности на границе Канады и Среднего Запада США. В связи с этим относительно гарантированные возможности сбыта российской нефти могут быть востребованы на Атлантическом побережье США, где наибольшее распространение получили терминалы по приему, переработки и транспорту нефти. Тихоокеанское побережье США имеет относительно не развитую систему трубопроводного транспорта, которая слабо интегрирована в общую систему нефтепроводов. Это связано с относительно низким уровнем спроса на энергоносители, возможностью собственного самообеспечения (месторождения Калифорнии и Аляски). В связи со снижением добычи нефти на шельфе Тихоокеанского побережья США будет усиливаться нефтепроводная интеграция с системой трубопроводных поставок нефти из Канады, прежде всего, за счет разработки битуменозных песчаников.

Газопроводная система США получила значительное развитие на всей территории страны. Однако на внешние поставки сжиженного природного газа, которые после регазификации будут направляться в газопроводную систему

штатов, могут осуществляться только на Атлантическое побережье, где функционируют терминалы по регазификации СПГ. На Тихоокеанском побережье газопроводная система ориентирована на транспорт собственного газа, а также на поставки его из Канады.

В Южной Америки трубопроводный транспорт получил широкое распространение в значительной степени на севере континента (Венесуэла, Колумбия), где сосредоточены основная часть добычи нефти и газа в регионе. Однако ближайшее время этот регион не рассматривается в качестве возможного рынка сбыта российских энергоресурсов.

Библиография

1. Азиатско-Тихоокеанское экономическое сотрудничество: вчера, сегодня, завтра / В.И. Курилов, И.И. Меламед, Е.А. Терентьева, А.Л. Абрамов, А.Л. Лукин. – Владивосток: Изд-во ДВФУ, 2010. – 568 с.

2. Коржубаев А.Г. О стратегии взаимодействия России со странами АТР в нефтегазовой сфере // Проблемы Дальнего Востока. – 2010. – № 2. – С. 64–78.

3. Коржубаев А.Г., Суслов В.И. Стратегия развития инфраструктуры транспорта нефти, нефтепродуктов и газа // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. – № 1. – С. 69–82.

4. Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Газовый рынок Азиатско-Тихоокеанского региона. Стратегия России в вопросе поставок // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом – 2008. – № 1. – С. 38–50.

5. Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Рынок нефти: США и Россия // Нефтегазовая вертикаль. – 2004. – № 15. – С. 31–37.

6. Коржубаев А.Г., Эдер Л.В., Ожерельева И.В. Стержень стратегического развития России // Бурение и нефть. – 2010. – № 3. – С. 3–9.

Производственный менеджмент должен служить корпоративным заказам

Волков О.Г., к.х.н., доцент;
Федоров Д.И., к.т.н., доцент
volgamgou@mail.ru

Создание собственной производственной системы, основанной на лучших принципах корпоративной культуры и внедрение инструментов ЛИИ – залог успеха предприятия в условиях глобальной экономики. Корпоративное обучение – это новая философия, новый подход и новые принципы образовательной системы непрерывной подготовки и постоянного саморазвития специалистов эффективного предприятия.

Production management should serve corporate orders

The creation of its own production system based on the best principles of corporate culture and the introduction of LEAN tools is the key to the success of the enterprise in the global economy. Corporate training is a new philosophy, a new approach and new principles of the educational system of continuous training and constant self-development of specialists of an effective enterprise.

Трудно не встать на позицию отца современного менеджмента Питера Друкера, который уверен, что «Современный менеджмент и современное предприятие, несомненно, не могли бы существовать без базы знаний, построенной в экономически развитых странах. Однако только менеджмент сделал эти знания и обладающих ими людей по-настоящему эффективными. Возникновение менеджмента превратило знания из предмета роскоши и элемента украшения общества в капитал.

Знания, в свою очередь, стали основным объектом капиталовложений вместо материальных средств. Так, Япония инвестирует в заводы и оборудование 8 % своего годового ВВП. При этом, Япония вкладывает, как минимум, в два раза большую сумму в образование. Две трети от этой суммы – в образование для детей и молодежи, а остальные средства – в тренинги и дальнейшее обучение взрослых (преимущественно в организациях, которые их нанимают)» [1]. А как японцы тратят свои столь немалые средства на тренинги? Надо сказать, что действуют они в точном соответствии с принципами TPS или Lean Production (далее ЛИИ, как принято у российских специалистов).

Нефтегазовая промышленность России активно осваивает мировые рынки, принося в экономику страны основные налоговые отчисления. Поэтому на предприятия этой отрасли, наверное, важнее, чем в других отраслях следует в полной мере освоить и внедрить все базовые инструменты ЛИИ-БП.

В перечне основных рыночных требований для эффективной организации и ее конкурентоспособности в условиях глобализации на главные позиции выходит принцип непрерывного снижения затрат и расходов. И эту концепцию, которую в мире называют по-разному: Toyota Production System (TPS) – в Японии и странах Юго-Восточной Азии, Lean Production (Manufacturing) – в США и Западной Европе, Бережливое производство или ЛИН – в России и странах бывшего СССР, – внедрили и активно пропагандируют организации-лидеры экономического развития.

Производственная система по ЛИН – это не набор методик, а новая парадигма, как стремление к одновременному совершенствованию всех характеристик производства: повышению качества продукции, снижению себестоимости, своевременности поставок, безопасности труда и моральной атмосфере. Адаптация методов ЛИН действительно требуется, но не к культуре страны, а к экономическим условиям на предприятии. В компании, где текучесть кадров низкая (иначе приходится постоянно обучать вновь приходящих сотрудников) или уровень образования персонала высокий, – работать проще.

В ЛИН важным является сам философский подход, общий взгляд и принципы. Именно эти принципы определяют новизну и революционность ЛИН-подхода, а не инструменты, придуманные для реализации этих принципов. А подход это то, что не сводится только к набору инструментов. Сначала стоит научиться видеть потери на конкретном рабочем месте, производящем ценность для потребителя. И вообще, на первом этапе на получение серьезных финансовых результатов рассчитывать не стоит, речь может идти только о некоторых производственно-технологических улучшениях.

Японский подход таков: сначала меняем психологию, создавая малые группы, охватывающие все предприятие, вовлекаем рабочих, и через некоторое время, не сразу, приходит результат – допустим, время цикла производства сокращается на два часа. Европейский подход – создаются группы специалистов, директивно выделяются ресурсы, подбирается адекватный инструмент, и все усилия бросаются на ее решение.

Люди – самое сложное звено в цепочке мероприятий по разворачиванию новой производственной системы. И сопротивление работников преодолеть бывает проще, чем нежелание меняться руководителей среднего звена и топ-менеджеров. Только тогда, когда все уровни менеджмента – от генерального директора до мастера – начнут принимать повседневные решения, базируясь на иной логике, только тогда простые слова – ценность для потребителя, поток, отсутствие потерь, вытягивание и совершенствование – перестанут быть просто словами, которые очень легко повторять.

Следует стремиться устранять причины, ведущие к появлению потерь, совсем не для того, чтобы снизить издержки и быть более прибыльными. Нужно стараться не делать того, что не создает ценности для потребителя, а придумать новые способы действий. Свободными от потерь могут быть только сотрудники, которые понимают, что их уважают, а создание ценности для потребителя их общее с менеджментом дело.

Кто-то, наверное, после прочтения этой новой «мантры» руководителя,

недоуменно и с усталостью от борьбы с образовательными псевдореформами громко будет вопрошать: «А система профессионального образования, с какого боку-припеку относится к ЛИН?» Вроде, как и действительно, пока еще нет ярких и убедительных позитивных подтверждений использования философии и инструментов ЛИН в вузах и ссузах. Но мы-то с вами говорим об опережающем развитии образования. Говорим, правда, все больше на различных конференциях – августовских, педагогических, научно-методических. Говорим, говорим, только говорим... А наше образование с каждым днем все больше и больше отстает от мировых показателей и все дальше отделяется от потребителя, для кого, в принципе, и должно работать.

Кстати, Питер Друкер (1992) предположил, что «система среднего и высшего образования в последующие 30-40 лет будет изменяться намного быстрее, чем за последние 300 лет. Эти перемены частично будут вызваны новыми технологиями, такими как компьютеры, видео и телетрансляция через спутник; частично – требованиями основанного на знаниях общества, в котором получение организованных знаний квалифицированными работниками должно стать процессом «длиною в жизнь»; и частично – новой теорией процесса обретения человеком знаний» [2].

Чем, по-нашему мнению, может быть полезна система или модель ЛИН для вузов и ссузов в уже начавшемся процессе изменений? Как должна быть заново выстроена философия, система руководства и структура образовательного процесса в соответствии с ЛИН? На помощь, для получения правильного ответа хочется привлечь, опять-таки, методику «решения задачи с конца». Тем более, что этот же принцип рекомендуют Майк Ротер и Джон Шук в своем уникальном пособии по ЛИН – Бережливое производство «Учитесь видеть бизнес-процессы» [3].

Что же должно быть на выходе образовательного процесса вуза? Ответ, казалось бы, лежит на поверхности – квалифицированный специалист. Но вот именно от того, кто и что понимает под этим итоговым определением и зависит правильное формулирование целей и показателей их достижения. Нетрудно догадаться, что каждый из участников нынешнего образовательного процесса вкладывает в это определение свое видение. Учреждения профобразования видят исключительно выполнение требований стандарта (см. выше). Студенты, в большинстве своем, ждут получения заветного диплома, чтобы было как у всех. А потребители-работодатели уже и не надеются получить от вузов специалистов завтрашнего дня, способных, без лишних вложений от предприятий, с первого дня создавать ценности для общества и приносить прибыль для организации.

Не напоминает ли вам эта картина известную басню И.А. Крылова «Лебедь, рак и щука»? И как же предполагает ЛИН выходить из создавшегося положения? В первую очередь, надо четко понять и определиться, что потребителю-работодателю не нужны дипломированные специалисты в своем привычном понятии, подготовленные в соответствии с общим стандартом ВПО – в никуда. Потому как на производстве существуют конкретные рабочие позиции, и практически нет дублирующихся должностей с одинаковыми

функциональными обязанностями. А это значит, что подготовка специалистов должна носить исключительно индивидуальный характер под конкретный корпоративный заказ. Заказ на формирование личностно-профессиональных компетенций специалиста под нужды и ценности конкретного производства, исходя из раскрытия и максимально полного использования лучших сторон и сильных способностей каждого из студентов. Подготовка студентов должна осуществляться через процесс практических тренингов и встраивания в их ДНК гена знаний, новаторства и принципа на непрерывное самообразование в течение всей жизни.

Корпоративное обучение – это новая философия, новый подход и новые принципы управления образовательным процессом непрерывной и постоянной подготовки специалистов и профессионалов. А начинается все с того, что осуществляется мощный импульс сверху, пробивающий любое сопротивление, – воля собственника, озабоченного проблемой уровня квалификации персонала и конкурентоспособности своей организации. Это означает, что руководители-рыночники должны реально смотреть на состояние существующей системы профессионального образования (ПО), и предвидеть возможности ее изменений в лучшую сторону. Важным примером для российских корпораций является то, хотя, конечно, это не может особо радовать, что корпоративное обучение, как альтернатива существующей системе ПО, уже давно появилось в развитых странах.

Принципы ЛИН требуют снижать потери и затраты на производство, чтобы снижать цены для потребителей продукции. Главными затратами в образовании являются временные: как время обучения по образовательной программе в целом, так и время, расходуемое на освоение практической ценности каждой структурной единицы (дисциплины, предмета), входящих в состав этой образовательной программы. Но это при условии, что структура программы в полной мере, так сказать идеально, соответствует запросам потребителя, которые не всегда четко выражаются в конкретном заказе. В программе не должно быть ничего лишнего (никаких потерь) или, как называлось это в советское время, дополнительной нагрузки к продаваемому товару. В учебной программе не должно быть дисциплин, разделов или конкретных тем, напрямую не связанных с компетенциями получаемой специальности.

Кто же должен разрабатывать учебные программы корпоративного обучения? Ответ прост – руководители и тьюторы бизнес-школ. Они должны по результатам исследований своих потребителей определить, что необходимо знать преуспевающим профессионалам каждого конкретного предприятия и разработать программы тренингов для работы на высшем уровне их возможностей, определяемых исходя из сильных сторон и способностей студентов.

Следующим принципиальным моментом при формировании корпоративной программы обучения является определение правильной поэтапной последовательности освоения основных элементов (дисциплин, предметов) программы, их взаимосвязи и взаимодействия. Тут на помощь

приходит очередное японское «know how» под названием «Система «Точно вовремя», которая является важным элементом ЛИН. Этот метод управления производством помогает найти лучшие способы эффективного использования имеющихся ресурсов, повышения производительности процесса и качества продукции, за счет того, что нужные ресурсы, процедуры получаются «точно вовремя». Внедрение этого метода позволяет выстроить образовательный процесс в соответствие с принципом «От простого – к сложному», и связать в единую систему все его элементы по типу картинки из пазлов.

Способ мышления и деятельности среднестатистического руководителя российской системы образования соответствует культуре традиционного менеджмента, когда считается, что вышестоящий руководитель знает всё. Но для того, чтобы знать «всё», нужно хорошо знать ценности всех процессов в организации, лично своими глазами видеть ход и проблемы выполнения каждой производственной операции и уметь принимать решения, работающие на потребителя.

Теперь о самом сложном: а есть ли в российской системе профессионального образования, у руководства вузов, сузов и профучилищ желание меняться самим и что-нибудь менять в своих учреждениях? Готовы ли они принять новую философию, воспринять новые принципы и внедрять подходы ЛИН в части превращения учреждений профессионального образования, работающего в соответствии с государственными образовательными стандартами в организации, выполняющие корпоративный заказ по подготовке специалистов конкурентоспособной компании завтрашнего дня? Впрочем, времени на раздумье уже не осталось – общемировая тенденция такова, что движение по открытию корпоративных университетов на два порядка опережает рост классических.

Библиография

1. Друкер, Питер Ф. Эффективный руководитель: Пер.с англ. – М.: ООО «И.Д. Вильямс», 2008. - 37 с.
2. Друкер, Питер Ф. Практика менеджмента: Пер.с англ.: Уч. пос. – М.: ООО «И.Д. Вильямс», 2008. - 55 с.
3. Ротер М., Шук Д. Учитесь видеть бизнес-процессы. Практика построения карт потоков создания ценности / Пер. с англ. - М.: Альпина Бизнес Букс: CBSD, Центр развития деловых навыков, 2005. - 144 с.

УДК 33.331.5

Рынок углеводородов: научные исследования и стратегические решения

Стуканова И.П., д.э.н., профессор;

Стуканова С.С., к.э.н., доцент

kafedra.ekonom@yandex.ru

В статье рассмотрены основные показатели состояния мирового рынка углеводородов; исследованы факторы, определяющие конкурентное положение России на данном рынке; охарактеризованы альтернативные стратегические решения, нацеленные на укрепление рыночных позиций.

Hydrocarbons Market: Scientific Research And Strategic Decisions

In the article main indicators of the world hydrocarbon market development are considered; the factors, which determine Russia's competitive position in this market are analyzed; alternative strategic decisions aimed at market positions strengthening are described.

Добыча и экспорт углеводородов и продуктов их переработки являются наиболее динамично развивающимися направлениями мировой экономики. При этом продукты переработки углеводородов пользуются значительно более высоким спросом на мировом рынке, чем углеводородное сырье, что обеспечивает динамичное развитие нефтегазовой отрасли. Этим обусловлено существенное многообразие стратегических подходов к развитию национальных топливно-энергетических комплексов и, в частности, российского, в котором сосредоточена значительная часть мировых запасов добычи и переработки углеводородов.

Россия, являясь лидером по добыче углеводородов и их экспорту, движется по экстенсивной траектории, уступая в технологиях основным игрокам мирового рынка, что и обуславливает необходимость проявления научных исследований рынка углеводородов и разработки актуальных стратегических решений, направленных на укрепление лидерских позиций на мировом рынке.

Исследования, проводимые на всех этапах добычи и переработки углеводородного сырья, показывают, что выбор стратегии поведения на рынке обусловлен уровнем внедрения технологических инноваций и уровнем инвестиций в научные исследования и развитие нефте- и газоперерабатывающих предприятий.

Так, на стадии добычи углеводородного сырья стратегии поведения на рынке определяются такими параметрами как величина запасов, вид сырья, соотношение объемов добычи и экспорта продукции. При этом следует отметить, что на стратегические решения, в частности, на выбор продуктовой линейки, влияет тесная взаимосвязь нефтегазохимической промышленности с такими отраслями как автомобилестроение, судостроение, электроника, строительство, медицина и другие.

Крупнейшие игроки мирового рынка достаточно долгое время концентрировали усилия на геологической разведке и увеличении объемов добычи сырья, экспорте и обеспечении необходимого уровня внутреннего потребления. Такая стратегия способствовала росту объемов мировой торговли нефтью и газом на фоне значительного роста совокупного спроса. Так, к 2017 году объем торговли нефтью составил 49,8 % совокупной мировой добычи, а газом – 30,8 % [3]. При этом Россия занимает второе место по объему экспорта нефти (277,2 млн. тонн в 2017 году) после Саудовской Аравии (357,5 млн. тонн) и входит в восьмерку стран – лидеров по добыче и экспорту нефти (табл. 1). На рынке газа 64 % мирового объема экспорта обеспечивают страны, среди которых Россия является лидером – 231,0 млрд. м³. (табл. 2).

Таблица 1 - Страны – крупнейшие экспортеры нефти в мире, млн. т. [4,5]

Страна	Объем экспорта	Объем добычи
Саудовская Аравия	375,5	561,7
Россия	277,2	554,4
Ирак	189,0	221,5
Канада	173,3	236,3
ОАЭ	125,7	176,3
Кувейт	101,6	146,0
Всего в мире	2184,2	4387,1

В то же время Россия заметно уступает конкурентам по обеспеченности запасами и по структуре разведанных запасов нефти. Так, запасы нефти в России составляют 14,5 млрд. тонн, в то время как в Саудовской Аравии – 36,6 млрд. т., Канаде – 27,2 млрд. т. [4]. Стратегии российских компаний в области развития топливно-энергетического комплекса значительно расходятся со стратегиями основных игроков мирового рынка как в части проведения геологораз-

ведочных работ, загрузки мощностей по переработке сырья, так и в части максимизации добавленной стоимости и наукоемкости разведки и переработки нефти и газа.

Таблица 2 - Страны – крупнейшие экспортеры газа, млрд. м³ [4,5]

Страна	Объем экспорта	Объем добычи
Россия	231,0	635,6
Катар	121,8	175,7
Норвегия	114,9	123,2
США	83,4	734,5
Канада	80,7	176,3
Австралия	75,9	113,5
Всего в мире	1134,1	3680,4

В условиях снижения темпов роста потребления углеводородов и появления на рынке новых источников углеводородного сырья, Россия, несмотря на наличие сырьевой базы, значительно снизила свою конкурентоспособность, в том числе и по причине технологического отставания.

На стадии первичной переработки сырья (выпуск нефтепродуктов: бензин, керосин, газовый бензин, летучие углеводороды) стратегические решения обусловлены ориентацией на внутренний или внешний рынок, экспорт или импорт. Так, например, на мировой рынок ориентированы США, Россия, Саудовская Аравия, а Бразилия, при наличии собственного сырья, ориентирована на внутренний рынок. В то же время, на внутренний рынок, при наличии импортного сырья, ориентированы страны Европы, Япония, Китай, а на мировой рынок на основе импортного сырья – Республика Корея и Сингапур.

Определяющими компонентами стратегии являются глубина переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах и сложность технологий. В мировой исследовательской практике широко применяются индекс Нельсона, представляющий собой соотношение удельных затрат на сооружение установки любого процесса нефтеперерабатывающего завода к удельным затратам на установку первичной переработки нефти, т.е. позволяющий судить о сложности нефтеперерабатывающего завода, а следовательно, и о возможностях расширения номенклатуры производимой продукции. Для американских предприятий сферы нефтепереработки средний индекс Нельсона составляет порядка 12 единиц, в то время как индекс Нельсона для российских предприятий оценивается на уровне 4,5 единиц [2]. По экспорту нефтепродуктов Россия занимает второе место в мире после США. Но, несмотря на масштабы экспорта, ввиду отсутствия высоких технологий, наша страна постепенно теряет позиции на мировом рынке нефтепродуктов [1].

Эффективные стратегии развития нефтеперерабатывающей промышленности предполагают увеличение потока добавленной стоимости за счет наращивания объемов нефтепереработки, расширения продуктовой линейки и повышения качества продукции. Для перехода к эффективным стратегиям развития топливно-энергетического комплекса в России есть определенные предпосылки, например, такие как непрерывный рост спроса на продукцию нефтегазохимического производства в различных отраслях. В то же время, возможность перехода к эффективной стратегии должна быть обеспечена наличием современных технологий и развитием транспортной инфраструктуры.

Библиография

1. Акишин Д., Тыртов Е. Нефтехимическая отрасль России: стоит ли ждать перемен? [Электронный ресурс] - Режим доступа: http://vygon.consulting/upload/iblock/eda/vygon_consulting_russian_petrochemistry_2017.pdf (дата обращения: 24.09.2019).
2. Спрос рождает переработку // Приложение к журналу «Сибирская нефть». 2016. № 3. С. 2–7. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SNp131.pdf> (дата обращения: 23.09.2019).
3. Countries with Available Analysis / EIA. 2018. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php> (дата обращения: 20.09.2019).
4. Statistical Review of World Energy / BP p.l.c. 2018. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (дата обращения: 23.09.2019).
5. UN Comtrade Database / United Nations. 2018. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://comtrade.un.org/data/> (дата обращения: 20.09.2019).

Проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли в России

Семенова Е.И., к.э.н, доцент

dovuz@polytech21.ru

В статье рассмотрены проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли в России, современное состояние и риски нефтедобычи, подведены итоги за 2018 год.

Problems and prospects for the development of the oil and gas industry in Russia

The article discusses the problems and prospects for the development of the oil and gas industry in Russia, the current state and risks of oil production, summarizes the results for 2018.

Современные тенденции развития экономики показывают, что в ближайшее время нефтегазовый потенциал страны будет играть существенную роль в формировании доходной части федерального бюджета. Особенно велико значение данной отрасли для развития регионов. Так, например, в структуре валового регионального продукта в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах добывающая нефтегазовая отрасль занимает не менее 50 %, на нее же приходится основная масса инвестиций. Благодаря успешному развитию данной отрасли создаются новые высокооплачиваемые рабочие места, финансируются крупные социальные проекты, улучшается демографическая ситуация, повышается уровень и качество жизни населения. Все вышесказанное также способствует развитию малого бизнеса, так как происходит увеличение платежеспособного спроса населения.

Однако в данной отрасли также немало проблем. Определяющим фактором развития здесь являются мировые цены на нефть. Снижение цен на нефть, а также санкции тормозят развитие всей нефтегазовой отрасли. Оборудование и технологии в течение десятков лет закупались за границей, а в условиях санкций технологическое отставание отечественного оборудования проявилось особенно ярко [2].

Особенностью цен на энергоресурсы в 2014-2015 гг. является их высокая волатильность, а слабая эластичность спроса и предложения на углеводородное сырье привело к резкому падению цен со \$ 110 до \$ 30-40 за баррель. Несмотря на это добыча нефти в России только увеличивалась (с 470 млн. тонн в 2005 году до 534,1 млн. тонн в 2015 году). Увеличение объемов добычи нефти было достигнуто введением в разработку новых месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока.

2018 год порадовал нефтедобывающие компании ростом нефтяных котировок, причем рост был заметен прямо с января (цена выросла с \$ 62 за баррель в январе до \$ 85 в октябре). В 2018 году даже появились надежды на возвращение цены на нефть на докризисный уровень в \$ 100. Это позволило российским компаниям увеличить финансовые результаты и претворить в жизнь некоторые дорогостоящие проекты [3]. В конце 2018 года цена на нефть вновь упала до \$ 53 и компании, наконец, поняли, что главное – это не внешние факторы, а конкурентоспособность при низкой цене, которую можно достичь только с помощью технологических инноваций, а также увеличение добавочной стоимости конечного продукта через более глубокую переработку. Однако мы не можем не заметить, что нефтегазодобывающая отрасль сумела не только пережить появление на рынке сланцевого газа и нефти, а также создала газосжижающая отрасль промышленности [1].

В настоящее время для решения своих проблем отрасль нуждается в передовых отечественных разработках, в повсеместном переходе к компьютерному управлению процессами добычи нефти и газа, переработки, транспортировки сырья и т.д.

По мнению аналитиков, средняя цена нефти по итогам 2019 года будет не менее \$ 70 за баррель. В соответствии с бюджетным правилом все сверхдоходы от нефти дороже \$ 40 поступают в резервы. Высокие цены позволят правительству пополнить Фонд национального благосостояния в среднем на 6 трлн. рублей.

Библиография

1. Дайнего Е. Для нефтегазовой отрасли России уходящий 2018 год стал значимым по многим показателям [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://oilcapital.ru/article/general/29-12-2018/itogi-goda-novye-tehnologii-manevr-i-tranzit?id=itogi-goda-novye-tehnologii-manevr-i-tranzit&published_date=29-12-2018&type=AnalyticItem (дата обращения 24.09.2019)

2. Ларченко Л., Колесников Р. Инновационное развитие нефтегазовой отрасли России в условиях санкций и падения цены на углеводороды [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [file:///C:/Users/pk.MGOU/Downloads/innovatsionnoe-razviti-neftegazovoy-otrasli-rossii-v-usloviyah-sanktsiy-i-padeniya-tseny-na-uglevodorody%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/pk.MGOU/Downloads/innovatsionnoe-razviti-neftegazovoy-otrasli-rossii-v-usloviyah-sanktsiy-i-padeniya-tseny-na-uglevodorody%20(1).pdf) (дата обращения 23.09.2019)

3.Фейнберг А. Как менялись цены на нефть и курс рубля в течение 2018 года[Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.rbc.ru/economics/04/01/2019/5c24c4089a7947918053e77b>(дата обращения 10.09.2019)

Сравнительный анализ уровня оплаты труда работников в 2010-2018 гг.

Семенова Е.И., к.э.н, доцент;
Майорова В.А., студент
dovuz@polytech21.ru

В статье рассмотрена проблема низкого уровня заработной платы в Чувашской Республике на основе статистики за 2010-2018 гг., проведен сравнительный анализ уровня оплаты труда в Чувашской Республике и регионах РФ на территории которых осуществляется добыча углеводородного сырья.

Comparative analysis of the level of remuneration of employees in 2010-2018

The article considers the problem of low wages in the Chuvash Republic on the basis of statistics for 2010-2018. A comparative analysis of the level of wages in the Chuvash Republic and the regions of the Russian Federation in the territory of which hydrocarbon production is carried out is carried out.

За свой труд - выполненную работу, произведенную продукцию - работник получает зарплату. Это награда за его работу, признание обществом необходимости этой работы, которая имеет социально-экономический эффект, отражающийся в доходах работодателя.

Но заработная плата - это не только плата за результат труда. Роль заработной платы выражается в ее стимулирующем влиянии на человека: размер платежа, порядок оплаты и элементы организации обычно развивают личный интерес к человеку. Таким образом, заработная плата выполняет двойную роль: с одной стороны, это плата за результат труда, с другой - стимул к труду.

В настоящее время одной из серьезных проблем развития экономики РФ называется дифференциация доходов населения в разных регионах РФ. Правительство говорит о необходимости создать равные условия для всех граждан независимо от места их проживания. Низкий уровень доходов населения приводит к социальной и политической нестабильности, способствует появлению проблемных регионов и влияет на национальную безопасность.

Для того, чтобы подойти к рассмотрению проблемы оплаты труда в Чувашской Республике, предлагаем сначала рассмотреть, как изменялись показатели заработной платы работников в России в 2017 году.

Лидерами по доле высокой заработной платы остаются северный и дальневосточный регионы, занимающиеся нефте- и газодобычей, а также Москва. В Ямало-Ненецком автономном округе почти 24 % работников зарабатывают свыше 100 тысяч рублей в месяц, а часть низкооплачиваемых вакансий составляет всего 0,6 %. Вторую строчку занял Чукотский автономный округ, где 21 % работников получают более 100 тысяч в месяц. На третьей строчке по доле вы-

сокой заработной платы расположилась Москва - 17 %. Однако, Чувашская Республика занимает последние строчки рейтинга заработной платы и составляет всего 0,78 % работников с зарплатой выше 100 тыс. руб. и с большой долей низкооплачиваемых занятых вакансий - 19,8 %.

Таблица 1 - Рейтинг регионов России по зарплатам в 2017 году [1]

Субъект РФ	Доля работающих с зарплатой выше 100 тыс руб. в месяц, %	Доля работающих с зарплатой ниже 10 тыс руб. в месяц, %
	Ямало-Ненецкий АО	23,47
Чукотский АО	20,98	0,6
Москва	17,05	1,5
Камчатский край	10,94	1,9
Мурманская область	8,12	0,4
Санкт-Петербург	7,75	2,1
Самарская область	1,77	13
Ульяновская область	1,09	19,3
Чувашская Республика	0,78	19,8
Чеченская Республика	0,59	29,3
Республика Дагестан	0,48	34,8

Несмотря на все экономические и социальные преобразования последних десятилетий, территории на которых осуществляется разработка месторождений углеводородного сырья, обеспечивают своим жителям более высокий уровень и качество жизни. Основной бизнес здесь – добыча всевозможных природных богатств. Он позволяет не только получать высокую прибыль собственниками, но и платить относительно высокую зарплату наемным рабочим. Следует отметить, что экономика также зависит и от малых предприятий. И чтобы добиться устойчивого повышения оплаты труда, в первую очередь нужна качественная занятость и свобода для предпринимательства, квалифицированные, хорошо оплачиваемые рабочие места во всех регионах страны и в традиционных, и в новых отраслях, в конечном итоге нужны высокие темпы экономического роста.

Таблица 2 - Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций (рублей) [2]

Субъект РФ	Среднемесячная начисленная заработная плата				Темпы роста, % 2017 к 2013
	2013	2015	2016	2017	
РФ	29792	34030	36709	39167	131,4
Чувашская Республика	19388	21369	22908	24530	126,5
Республика Татарстан	26035	29147	30224	32324	124,2
ХМАО-Югра	54508	60068	63568	66719	122,4
ЯНАО	69192	77272	83238	89938	130,0
г. Москва	55485	64310	71379	73812	133,0

Это единственный способ победить бедность, обеспечить стабильное, осязаемое увеличение доходов граждан, это ключ к успеху. Уже в 2021 году темпы роста российской экономики должны превысить 3 процента, а в будущем опередить мировые.

Таким образом, уровень начисленной заработной платы в регионах, где осуществляется добыча и переработка углеводородного сырья выше, чем в среднем по стране в 2 раза и в 3-4 раза выше, чем в нашем регионе. Заработная плата и темпы ее роста всегда являлись главным стимулом для повышения производительности труда работников.

Библиография

1. Уровень и распределение затрат в регионах России [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://riarating.ru/infografika/20171207/630078217.html> (дата обращения 10.09.2019)

2. Чувашстат [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://chuvash.gks.ru>. (дата обращения 11.09.2019)

Нормативно-правовое обеспечение функционирования нефтегазовой отрасли

Скворцова Н.Н., к.ю.н., доцент;
Малюткина Н.С., к.ю.н., доцент;
Петров П.В., студент
skvorcoval43@mail.ru

Статья посвящена обзору основных нормативно-правовых актов, определяющих функционирование отечественной нефтегазовой отрасли.

Regulatory support for the functioning of the oil and gas industry

The article is devoted to the review of the main regulatory acts that determine the functioning of the domestic oil and gas industry.

На сегодняшний день нефть и газ являются существенными мировыми энергетическими ресурсами и крупнейшими объектами международной торговли. Кроме того, специфика правового регулирования добычи нефти и газа обусловлена тем, что нефть и природный газ отнесены к перечню основных видов стратегического минерального сырья [1]. Поэтому нефтегазовая отрасль является объектом правового регулирования.

На сегодняшний день нормативно-правовая база топливно-энергетического комплекса страны имеет достаточно разветвленную систему, которая сформирована на базе законодательства разных уровней: как федерального, так и субъектов РФ. Федеральные законы, подзаконные акты, указы Президента, постановления Правительства, ведомственные акты, законы, постановления и распоряжения органов исполнительной власти субъектов РФ - весь этот огромный массив призван регулировать нефтегазовую промышленность.

Законодательство нефтедобывающей отрасли России обеспечивается следующими нормативно-правовыми актами [2]:

- Конституция РФ (принята всенародным голосованием 12 декабря 1993 г.), (ред. от 21.07.2014) - устанавливает правовые основы ценовой политики и рынка, право собственности на недра и их использование в условиях рыночной экономики;

- Налоговый кодекс РФ от 16.07.1998 (с изм. от 02.08.2019) – определяет налог на добычу полезных ископаемых, сумму и сроки уплаты налога на прибыль организаций в отрасли нефти и газа;

- Федеральный закон «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 (с изм. от 02.08.2019) – обеспечивает защиту прав пользователей недр, регулирует отношения, возникающие в связи с геологическим изучением, использованием и охраной недр территории РФ, ее континентального шельфа;

- Федеральный закон «Об экспорте газа» от 18.07.2006 № 117-ФЗ (с изм. от 30.11.2013) – устанавливает основы государственного регулирования экспорта газа, принимая во внимание необходимость защиты экономических интересов РФ, исполнения международных обязательств по экспорту газа, обеспечения поступления доходов федерального бюджета и поддержания топливно-энергетического баланса РФ;

- Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» от 31.03.1999 № 69-ФЗ (с изм. от 26.07.2019) – определяет правовые, экономические и организационные основы отношений в области газоснабжения в российской Федерации и направлен на обеспечение удовлетворения потребностей государства в стратегическом виде энергетических ресурсов;

- Федеральный закон «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» от 21.07.2011 № 256-ФЗ (с изм. от 06.07.2016) – определяет принципы и задачи обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса, требования к обеспечивающему безопасность персоналу, права и обязанности субъектов топливно-энергетического комплекса в сфере обеспечения безопасности;

- распоряжение Правительства РФ «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» от 13.11.2009 № 1715-р – определяет цели и задачи, приоритеты и ориентиры долгосрочного развития энергетического сектора страны, механизмы государственной энергетической политики на отдельных этапах ее реализации, рассматривается состояние и перспективы развития энергетического сектора;

- «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» (разработан Министерством экономического развития РФ, март 2013 г.) – проводится прогноз и анализ цен на нефть, рассматривается состояние нефтедобычи, структура запасов нефти, определяются основные приоритеты и направления развития нефтегазовой промышленности, рассматриваются варианты развития нефтяной отрасли.

Природные качества нефти и необходимость гарантирования энергетической, экологической безопасности обуславливают особенность международно-правового регулирования данной сферы [3].

Международно-правовой опыт сотрудничества России с другими государствами в нефтегазовой сфере позволяет выделить следующие виды международных договоров, применяемых в нефтегазовой сфере [4]:

1) Двусторонние международные договоры России о сотрудничестве в сфере энергетики ТЭК (заключенные с Казахстаном 1992 и 1993 гг., США 1992

г., Туркменистаном 1994 и 2009 г., и др.), в которых закрепляются направления сферы сотрудничества и их формы;

2) Двусторонние международные договоры России о сотрудничестве в нефтегазовой сфере (с Арменией 1993 г., Беларусью 1993 г., Киргизией 1993 г., Индией 2010 г.);

3) Международные договоры России о делимитации, которые непосредственно влияют на деятельность нефтегазовых компаний, стратегические проекты которых связаны с разведкой, добычей и транспортировкой углеводородов в области спорных территорий.

Таким образом, нефтегазовая отрасль в России является важной частью экономики, поэтому государство с помощью ряда законодательных проектов нацелено на обеспечение и поддержание ее безопасности и развития.

Библиография

1. Распоряжение Правительства РФ от 16 января 1996 г № 50-р // СЗ РФ. – 1996. - № 4. – Ст.390.

2. Информационно – правовой портал «Гарант» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.garant.ru/>.

3. См. подробнее: Велицкая, С.В. Анализ состояния и требований нормативно-правовой базы, регламентирующей нефтегазовую отрасль [Электронный ресурс] / С.В. Велицкая // Экономика, бизнес, инновации: Сб. статей IX Международной научно-практической конференции. – Пенза: Наука и просвещение. - 2019. – С. 115-117. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=39196957>.

4. Гликман, О.В. Международные договоры России, регулирующие сотрудничество в нефтегазовом секторе / О. В. Гликман // Журнал российского газового общества. – 2013. - №10. - С. 10-19.

Развитие спорта в регионах нефтедобычи

Кисапов Н.Н., к.п.н., доцент;
Боровков Ю.В., преподаватель
sportclub@polytech21.ru

Многие российские регионы, в которых ведется добыча нефти, известны в связи со спортивными мероприятиями.

Development of sport in oil production regions

Many Russian regions in which oil production is carried out are known in connection with sports events.

По итогам прошлого года самыми известными за рубежом российскими регионами стали Татарстан, Пермский край, Сахалинская область, Ханты-Мансийский автономный округ, Самарская область, Мордовия, Тульская и Томская области, Краснодарский и Приморский края. Москва в силу статуса, а также Крым и Севастополь за неимением информации предыдущих лет в исследовании не участвовали.

Как и предыдущее, годом ранее, российские регионы фигурируют в зарубежных СМИ, прежде всего, в привязке к спортивным мероприятиям (особенно матчам футбольной премьер-лиги и других игровых видов спорта), а также в связи с проектами в области топливно-энергетических компаний. Это особенно справедливо в отношении к лидерам рейтинга, которые, стоит отметить, с момента прошлого исследования поменялись. По сравнению с предыдущим годом только Тульская область и Мордовия удержались в топ-10.

Лидерство Татарстана эксперты связывают, главным образом, со спортивными событиями как текущими, так и перспективными. Это выступления футбольного клуба «Рубин», проведение в 2015 в Казани чемпионата мира по водным видам спорта, а также матчей чемпионата мира по футболу в 2018 году. Вообще, футбол играет роль едва ли не ключевого драйвера в международном продвижении российских территорий, отметили исследователи, для обоих новичков первой десятки рейтинга 2014 года ознаменовался выходом региональной команды в высший дивизион отечественного футбола («Мордовия», «Арсенал»). В случае Мордовии дополнительный интерес у иностранных СМИ вызвал выбор Саранска как одного из городов проведения чемпионата мира по футболу в 2018 году. В ситуации с Тульской областью в англоязычных СМИ обратило на себя внимание строительства автомобильного завода Great Wall Motor.

Ханты-Мансийский автономный округ выступает в роли своеобразной модели российского региона, пришли к выводу эксперты «Смыслографии». Он

интересен англоязычным медиа за счет сочетания в своей повестке двух ключевых компонентов, привлекающих особое внимание спорта и нефти. Наряду с обсуждением ресурсного потенциала территории зарубежные СМИ не преминули коснуться темы проходившего в регионе чемпионата мира по шахматам и ежегодного этапа кубка мира по биатлону.

То же самое можно сказать о Самарской области (футбольная команда которой, впрочем, покинула Премьер-лигу по итогам сезона 2013-2014 годов) и непосредственно примыкающем к ведущей десятке Башкирии (11-я строка рейтинга), где наряду с приходом футбольного клуба «Уфа» в высший футбольный дивизион медиа обращали внимание на деятельность компании «Башнефть».

Аналогичными партнерами российских топливно-энергетических компаний за рубежом выступают Сахалинская область и Приморский край. Они упоминаются исключительно в контексте нефтегазовых проектов: «Сахалина-1», «Сахалина-2», «Владивосток-СПГ». Наряду с добычей нефтегазового продукта, зарубежные медиа обращают внимание на экспорт нефтепродуктов из Сахалинской области, сжиженного природного газа из Приморья.

Лидером политической повестки по итогам 2014 года стала Калининградская область. Она потеряла место в топ-10 в связи с увеличением материалов негативного характера, в которых регион увязывается с «военной угрозой России», нарушением воздушного пространства Евросоюза, отказом РФ от соглашения с Литвой о взаимных военных инспекциях, проводившихся на российской территории именно в Калининградской области.

«Обращает на себя внимание, что по итогам 2014 года в десятке лидеров рейтинга не осталось ни одной столицы федерального округа, прокомментировал результаты исследования директор по продвижению территорий коммуникационного агентства АГТ Владислав Шулаев. Это фиксация наметившейся тенденции, что во взаимодействии с зарубежным информационным полем административный ресурс не является решающим. Северо-Западный округ не стал исключением. Санкт-Петербург второй год оказывается за чертой первой десятки, несмотря на заметный поток новостей о Международном экономическом форуме в СПб, играх „Зенита“ в российской Премьер-Лиге и Лиге Европы. Зарубежное информационное поле Северной столицы, как показало исследование, продолжает находиться под негативным прессом темы борьбы с ЛГБТ и отдельных сообщений о сокращениях и падении прибыли на промышленных производствах».

«На третьем месте среди Северо-Западных регионов оказалась Мурманская область, главное внимание к которой и основной прирост позиций обеспечила новость, что в Мурманске был пришвартован арестованный литовский рыболовный траулер *Jugos Vilkas*, капитан которого был обвинен в вылове рыбы в территориальных водах России. Самый укомплектованный зарубежными и российскими нефтяными компаниями, включая Газпромнефть, ЛУКОЙЛ и Роснефть, Ненецкий автономный округ второй год занимает скромное место ровно посередине списка отечественных регионов по представленности в зарубежных медиа, не очень активно рассказывая о своих инвестиционных и производственных достижениях отметил эксперт, примечательно также, что в 2014 году в

Архангельской области выделялась не традиционная тема работы порта, а сообщение, что ЛУКОЙЛ начнёт здесь разработку алмазных месторождений в регионе. В большинстве своем регионы СЗФО улучшили за год свои позиции в таблице, и по среднему рангу рейтинга Северо-Западный округ занимает 5 место среди федеральных округов».

Усилия по продвижению регионов должны носить регулярный характер, в противном случае высока вероятность серьезной утраты позиций, пришли к выводу авторы исследования. «Показателен пример Алтайского края, потерявшего 41 позицию за год.

В 2014 году Алтайский край фактически не занимался собственным продвижением в англоязычном медиаполе и занял 77 место из 82 регионов, значительно снизив тем самым эффективность своей во многом образцовой работы по созданию инвестиционной и туристической привлекательности» констатировал Владислав Шулаев.

Результаты рейтинга за 2014 год вытекают из наметившихся ранее тенденций, отмечают исследователи. «Информационно-имиджевый импульс, который дальневосточные территории получили благодаря саммиту АТЭС 2012 г., по-прежнему находит отражение в глобальном информационном пространстве. Устойчиво высокие позиции Сахалинской области и Приморского края указывают на понимание англосаксонскими СМИ важности и долгосрочности разворота России в тихоокеанском направлении», отмечает Григорий Кислин, директор аналитического направления «Смыслографии»

Анализ имиджа российских регионов в англоязычном медиaprостранстве был проведен агентством «Смыслография» и Dow Jones на основе публикаций топ-100 ведущих СМИ на английском языке. Среди них The Wall Street Journal, Dow Jones Newswire, The Economist, The Guardian, Washington Post и др. Общий балл, присваиваемый каждой территории, учитывает оценку региона как по количеству его упоминаний, так и по доле благоприятных публикаций.

Библиография

1. <https://regnum.ru/analytics/sport.html>
2. <http://www.oilru.com/news/459018/>

Информационные технологии в нефтегазовой отрасли

Никитин А.В., к.ф.-м.н., доцент

Ligalas5@mail.ru

Статья посвящена практическому применению информационных технологий в нефтегазовой отрасли. Рассмотрено оборудование, применяемое для создания ИТ-инфраструктуры на современных объектах нефтегазовой промышленности.

Information technology in the oil and gas industry

The article is devoted to the practical application of information technologies in the oil and gas industry. The equipment used to create it infrastructure at modern facilities of the oil and gas industry is considered.

На первый взгляд добычу газа и нефти можно с прежним успехом вести дедовскими способами. Однако в том случае, если планируется повышение эффективности этих процессов без использования ИТ-технологий обойтись практически невозможно. Основная задача, которую преследуют информационные технологии в этих отраслях сводится к снижению до минимального уровня затрат на добычу необходимого объема нефти и газа. Сегодня требуется разработать такую схему производства, которая позволила бы вести контроль над работой и управлением целой группы нефтяных или газовых скважин, стоящих на одном пласте или месторождении, если речь идет о газе. На сегодняшний день уже достаточно широко используются методы параметрической и структурной идентификации, в основе которых лежит применение ИТ-технологий.

Информационная система включает аппаратное и программное обеспечение, разработанное непосредственно для осуществления оперативного контроля над состоянием расходных параметров применяемых в этих отраслях инженерных сетях. Несомненно, использование информационных технологий позволит более полно автоматизировать процессы генерации, а главное, сможет «обучить» промышленное оборудование принимать и обрабатывать противоречивые и порой неполные данные, полученные с различных скважин, а затем синтезировать их в единую информацию, и обеспечивающую более эффективную разработку нефтяного или газового месторождения.

Суммируя все преимущества информационно - технических технологий можно с уверенностью сказать, что в последнее время их применение в нефте- и газотранспортировке позволили достичь высокого уровня безопасности. Это стало возможным благодаря проведению комплексного, полностью автоматизированного расчета циклической и статической прочности, вибропрочности и сейсмостойкости на ПК.

Внедрение IT-технологий в нефте- и газотранспортировку позволяет провести точное и оперативное моделирование трубопровода и разработать мероприятия, направленные на оптимизацию работы всей трубопроводной системы с учетом полученных при анализе на ПК данных, включающих все основные критерии. Использование информационных технологий позволяет отказаться от упрощений, на которые были вынуждены идти специалисты не имея под рукой данных о том, как может повести себя нефте- или газопровод в одной из чрезвычайных ситуаций. Намного проще и быстрее свести данные результатов произведенных тестирований в один информационный документ с помощью системы информационных технологий.

Использование специального ПО позволяет в короткие сроки составить отчет или получить статистические данные, необходимые для внесения корректировки в прокладку трубопровода с таким расчетом, что бы он проходил в районах, не отличающихся аномальными природными происшествиями. Эффективная нефте- и газопереработка практически невозможна без применения приборов контроля и регистрации, использовании вычислительной и информационно-измерительной и техники, приборов, оснащенных функцией авторегулирования, иными словами информационно – технических технологий. В этой сфере информационно-вычислительная техника применяется уже достаточно давно, впрочем, внедрение современных информационных технологий в систему управления начато только в последние годы.

С применением IT-технологий значительно повысилась эффективность эксплуатации действующих предприятий. Изучение и мониторинг процессов, происходящих при переработке нефти и природного газа, позволяют разработать более результативные методы переработки сырья на новых предприятиях нефтегазопереработки и нефтегазохимии. Применение информационных технологий в сфере нефте- и газопереработки сводятся к автоматизации регистрации и контроля, успешно сочетаются с телемеханизацией и автоматизированными системами управления, разработанными для решения задач предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности в целом. В перспективах развития IT-инфраструктуры нефтегазовой отрасли в первую очередь лежит автоматизация полного спектра всех работ, связанных с разработкой, добычей, транспортировкой и переработкой нефти и природного газа. Ведь большое значение всё больше приобретает снижение себестоимости добычи, переработки, а также транспортировки нефти и газа. Эту задачу опять же помогает решить автоматизация основных ключевых процессов в таких областях как проектирование и технологический контроль разведочного бурения, обсчетывание параметров бурения, управление геолого-геофизическими данными и т.д.

Автоматизация процессов планирования, обеспечения и осуществления ремонта оборудования в нефте- и газовой отрасли, дают возможность снизить потери предприятия, которые связаны с аварийными и плановыми простоями оборудования. Особое значение уделяется в последнее время разработке специализированных баз данных и ПО для использования в геологических, технологических и производственных отделах. При этом учитывается совместимость новых версий с уже имеющимися на оснащении. Создаются и реализуются сис-

темы трехмерного проектирования и автоматизированного мониторинга объектов нефтехимии и нефтепереработки. На все IT-технологии в нефтегазовой отрасли распространяются повышенные требования к надёжности оборудования, к таким системам как нефте- и газодобыче, нефте- и газотранспортировке, а также в нефте- и газопереработке. Все технические требования являются нормативной, информационной базой, а также основанием для разработки технических заданий при создании устройств в нефтегазовой отрасли.

Оборудование, применяемое для создания IT-инфраструктуры на современных объектах нефтегазовой промышленности:

–Блейд-сервер [Dell PowerEdge M640](#) – это новое предложение, которое появилось на рынке для активных продаж. Оборудование таких масштабов всегда ценилось тем, что в нем есть все необходимые конфигурации для работы в центре обработки данных. Это сервере-лезвие легко вместит все новейшие решения и технологии, благодаря большому объему памяти.

–Шасси [Flex System Enterprise Chassis](#) обеспечивает высокую производительность со встроенными серверами, устройствами хранения и сетью для управления несколькими шасси. Данная платформа предлагает интеллектуальное развертывание и управления рабочими нагрузками.

Библиография

1. Алексеев А.В. Как информационные технологии повышают эффективность разработки активов//Корпоративный журнал Газпромнефтегаз, Сибирская нефть –Октябрь 2016 –с. 42-49

2. Березина А.А. Целесообразность перехода к концепции интеллектуального месторождения в условиях современных проблем нефтегазодобывающего комплекса//Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом – 2015 –№2 –С.42-44.

3. Ерёмин Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: Учеб. пособие для вузов/ Н.А. Еремин –Москва: ООО "Недра-Бизнес центр", 2008 –с. 244.

Информатика в нефтегазовой отрасли

Никитин А.В., к.ф.-м.н., доцент

Ligalas5@mail.ru

Статья посвящена практическому применению теоретических основ информатики в нефтегазовой отрасли. Рассмотрены история и перспективы развития современных информационных технологий в нефтегазовой отрасли.

Informatics in the oil and gas industry

The article is devoted to the practical application of the theoretical foundations of Informatics in the oil and gas industry. The history and prospects of development of modern information technologies in the oil and gas industry are considered.

Современная технология изготовления кремниевых микросхем почти исчерпала свои возможности по плотности размещения элементов. Если в 2004 г. микросхемы изготавливались по технологии 0,13 мкм, в 2005 – по технологии 90 нм, то в 2006 г. начат переход на технологию 65 нанометров. Для кремниевых микросхем предел дальнейшего повышения плотности размещения транзисторов уже почти достигнут. Однако применение в качестве активных элементов микросхем углеродных нанотрубок, размер которых может достигать 2–3 нанометра приведет к новой технической революции. Комплекс наук, занимающихся совершенствованием и разработкой углеродных нанотрубок в различных сферах деятельности, называется нанотехнологиями.

Нанотехнологии имеют множество направлений исследований – от создания ультра дисперсного порошка для копировальных аппаратов до высокоемких энергонезависимых микросхем на нанотрубках, которые дадут очередной скачок в поколениях компьютеров, позволив увеличить на порядок и производительность и объемы памяти. Это, в свою очередь, приведет к созданию

более мощных суперкомпьютеров, что повысит производительность и снизит себестоимость расчетов, в том числе и для нефтегазовой отрасли.

Нефтегазовая отрасль экономики является одним из основных потребителей, стимулирующих разработку все более мощных суперкомпьютеров и суперкластеров с параллельной обработкой информации. Это связано с большой вычислительной сложностью некоторых задач, например, таких, как: обработка геофизической информации, получаемой при сейсморазведке. Например, с сейсмодатчиков, установленных на поверхности площадью 200 кв.км при регистрации только одного отраженного от специального взрыва сигнала, получается до 80 Гбайт данных на «простой» местности и в 2–3 раза больше на «сложной». Все эти данные необходимо не просто зарегистрировать и передать в центр, и решить множество нелинейных интегро-дифференциальных уравнений, чтобы установить месторасположение и геометрию нефтегазовых пластов, если таковые имеются на исследуемой площади.

Аналогичные по сложности задачи решаются и в процессе добычи нефти, они позволяют моделировать движение флюидов в пласте для выбора нагнетательных скважин, проведения гидроразрыва пласта и, в конечном итоге, повышения нефтеотдачи.

Подобные задачи требуют больших вычислительных мощностей и главным направлением в этом является разработка параллельных вычислителей, поскольку процессоры с последовательным кодом практически исчерпали возможности для увеличения производительности. Причем создаются не только суперкомпьютеры, но и микропроцессоры с кластерной архитектурой. Например, фирма Intel объявила о создании 80-ядерного микропроцессора TRC.

Наиболее перспективным в этом плане является квантовый процессор, предложенный американским физиком, Нобелевским лауреатом Ричардом Фейнманом. Основная идея квантового вычисления состоит в том, чтобы хранить данные в ядрах атомов, изменяя их ориентацию в пространстве. Элементарная ячейка такого компьютера получила название квантовый бит (quantum bit = кубит). В отличие от привычной нам единицы информации – бита (binary digits = bits), которая может принимать только два значения или «0» или «1», квантовый бит в соответствии с принципом неопределенности, постулируемым квантовой механикой, может находиться одновременно в состоянии и «0», и «1». Таким образом, если классическое вычислительное устройство, состоящее из L вычислительных ячеек способно выполнять одновременно L операций, то для квантового устройства размером L кубит количество выполняемых параллельно операций будет равно 2 в степени L . Опытные образцы квантовых про-

цессоров уже создаются и исследуются (в фирме IBM), главной проблемой которых является организация взаимодействия с ядрами атомов.

Нейронные сети и генетические алгоритмы. Это одно из направлений в области создания искусственного интеллекта. Нейронные сети моделируют работу человеческого мозга, а генетические алгоритмы моделируют природный естественный отбор и генетическую наследственность, позволяющие выживать сильнейшим. Методы, основанные на этих природных механизмах, предназначены для решения многих задач, в том числе задачи моделирования сложных систем и нелинейного анализа данных, которые наиболее актуальны в нефтегазовом деле (анализ геофизических данных, моделирование гидроразрыва пласта и др.). Основные достоинства методик: слабая чувствительность к помехам и пропускам в данных, возможность параллельной обработки данных высокой размерности, использование обучения сетей вместо трудоемкой алгоритмизации задачи. Наибольшее распространение получил пакет для работы с нейросетями «STATISTICANeuralNetworks».

Библиография

1. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. - М.: Альянс, 2013. - 588 с.
2. Тагиров К.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. - М.: Academia, 2012. - 336 с.
3. Шубин В.С., Рюмин Ю.А. Надежность оборудования химических и нефтеперерабатывающих производств. - М.: Химия, КолосС, 2006. - 360 с.

**Оптимальные методы обучения иностранному языку
студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**

Яковлева О.В., к.п.н., доцент;

Фадеева К.В., к.п.н., доцент

yakol76@mail.ru

В последние годы значительно усилились поиски оптимальных методов и эффективных приёмов преподавания иностранных языков. В практике обучения все чаще проявляются тенденции перестройки традиционных методов и приемов в зависимости от профиля и специфики того или иного направления, факультета. Данная статья посвящена некоторым оптимальным методам обучения иностранным языкам студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

**Optimal methods of teaching a foreign language
to students of “Oil and Gas business”**

In recent years the search for optimal and effective methods of teaching foreign languages has increased significantly. In practice of teaching tendencies of restructuring traditional methods and techniques are increasingly manifested depending on a particular specialty. This article is devoted to some optimal methods of teaching foreign languages to students of "Oil and Gas business".

Обучение иностранному языку в неязыковых вузах предполагает знание особенностей и возможных трудностей для усвоения студентами единиц языка и речи. Существует множество методов обучения иностранным языкам. Каждый метод, каждая система обучения языку основываются на какой-то лингвистической основе. Лингвистической основой какого-либо метода можно считать речевой материал, оптимально организованный в соответствии с принципами данного метода, целью обучения, внутриязыковыми закономерностями изучаемого языка, а также с учетом специфики обучаемой аудитории [1]. Лингвистические приемы дают хорошие результаты при обучении иностранному языку студентов неязыковых направлений. Студенты технического профиля имеют

дело с точными понятиями, формулами, сложными числами и поэтому всегда хорошо оперируют мнемоникой. Среди мнемотехник наибольшую эффективность применительно к овладению иноязычной лексикой на практике доказали три: визуализирование, исполнение, аналогии по звучанию с родным языком. Визуализирование заключается в мысленном представлении, воображении изучаемого слова, словосочетания, в котором оно может быть употреблено, с одновременным произнесением иностранного слова вслух. Такая мнемотехника позволяет студенту технического направления выучить в день более 100 новых слов. Другой известной мнемотехникой является аналогия по звучанию с родным языком. Например, *tank* (бензобак) похоже при произнесении на русские слова *танк*, *танкер*. Студент может представить себе танкер для перевозки топлива. *Line* (провод) созвучно с русским словом *линия* т.е. проводится аналогия по произношению двух слов иностранного и родного – а затем, визуализированные связи между ними в статике и динамике. Эффективность обучения иностранному языку, несомненно, зависит от характера и содержания учебного материала. Прежде всего, преподавателю следует заниматься его научно-обоснованным отбором. Материал должен быть познавательным, профессионально-ориентированным, стимулирующим мыслительный процесс студентов.

Активно можно проводить занятия по английскому языку со студентами направления «Нефтегазовое дело» по темам «Перспективы нефтегазовой отрасли», «Направления геолого-разведочных работ», «Ресурсы нефти и газа», «Формирование и размещение залежей нефти и газа» на материале статей журнала *Oil&Gas Journal*. К работе над такими статьями, как правило, приступают в третьем учебном семестре курса изучения иностранного языка. Для лучшего усвоения специализированной терминологии проводится качественный и количественный анализ отдельных лексических единиц. Студенты без усилия запоминают терминологические слова и словосочетания, обнаруживая в процессе анализа их частую повторяемость. Так, в научно-технической литературе направления «Нефтегазовое дело» неоднократно повторяются следующие слова и словосочетания: *power, dieselengine, pipeline, drilling, drillpipe, loader, blowout, well, pumping, petroleum, refinery, tow, blaster, waterintake, rotation, plug*.

Дидактический интерес по содержанию изложения вызывает у студентов технического направления сравнение текста оригинала с текстом полученного перевода. Перспективные тенденции в развитии нефтегазовой отрасли, ознакомление с техническими терминами, отражающими специфику будущей профессии, стимулируют произвольное запоминание материала, дают хорошие результаты в усвоении лексических единиц.

Статьи об актуальных тенденциях нефтегазового комплекса России, других стран и мира в целом: от разведки и разработки месторождений, бурения и добычи до транспортировки и переработки углеводородов лучше воспринимаются благодаря сравнению подлинника с научно-техническим переводом в журнале «Геология нефти и газа». При этом обращается внимание на размеры статьи, ее основные моменты, отмечается, что это сокращенный вариант перевода. Сопоставляя языковые явления в обоих текстах, студенты с помощью

преподавателя приходят к выводу, что перевод не должен быть дословным, а «рационально-научным».

Студентам технических направлений также необходимо предлагать качественно-количественное исследование специальных текстов. Оно помогает раскрыть их содержание. Анализ статей целесообразно начинать с перевода заголовка. Как правило, заголовок или подзаголовки отражает замысел статьи. Обучая студентов анализу научных текстов, необходимо останавливаться на их вводных, описательных и заключительных частях. Поэтапный анализ научно-технических текстов, включая анализ терминологии, способствует более глубокому проникновению в текст, а значит, и его адекватному пониманию.

Положительный опыт работы преподавания иностранного языка на технических направлениях в Чебоксарском институте Московского политеха позволяет утверждать, что использование лингвистических приемов вносит заметное оживление и разнообразие в учебный процесс вуза. Создавая профессионально-ориентированную среду, они облегчают усвоение студентами лексических единиц и других элементов языка. Главное – научить студентов качественно анализировать текст. Выше описанные приемы развивают у студентов технический кругозор и исследовательские навыки. Все это необходимо будущим специалистам инженерного профиля.

Библиография

1. Коммуникативный метод обучения иноязычной речевой деятельности: межвузов. сб. науч. тр. / М-во просвещения РСФСР, Воронеж. гос. пед. ин-т; [ред. кол. : Е.И. Пассов и др.]. – Воронеж: ВГПИ, 1983. –119 с.

Некоторые аспекты перевода технических терминов с английского языка на примере нефтегазовой отрасли

Фадеева К.В., доцент;
Яковлева О.В., доцент
cristinafadееva@mail.ru

В статье рассматриваются аспекты функционирования общепринятой лексики в контексте нефтегазовой терминологии и способы терминологизации в данной сфере.

Some aspects of technical terms translation from English to the example of oil and gas industry

The functioning of the common vocabulary in the context of oil and gas terminology and methods of terminologization in this field are considered in this article.

В сфере технического перевода проблема перевода терминологии особенно актуальна. Правильный перевод технических терминов - один из важнейших аспектов любого переводческого проекта. Современные компании, работающие на международном уровне, понимают, что согласованность терминов лежит в основе понимания смысла, и всерьез занимаются терминологической работой, уточняя термины, которые могут привести к недоразумениям. Они разрабатывают специальные терминологические базы данных, содержащие не только узко профильную терминологию, специфическую для данной отрасли, но и внутрифирменную терминологию, которая не является общепринятой.

Одно из самых сложных направлений технического перевода с точки зрения узкоспециальной терминологии - нефтегазовая тематика. Нефтегазовая отрасль является одной из важнейших в российской экономике. Для перевода технических текстов нефтегазовой тематики требуется понимание специфики терминологии, как в английском, так и в русском варианте. Необходимо не просто хорошо знать оба языка, но и хорошо разбираться в предмете. К тому же, нефтегазовый сектор сочетает в себе массу технологий из самых разных областей знаний, таких как инженерное дело, химия, геология, страхование, бухгалтерия и др. Для корректного перевода следует быть вдвойне внимательным и никогда не пренебрегать доступными справочными материалами.

Подчеркнем, что один термин может совершенно по-разному переводиться в зависимости от отрасли. Английское слово *risers*, которое в обыденном словоупотреблении означает «трибуны на стадионе», в контексте нефтегазового текста переводится как «водоотделяющая колонна (райзер)». Аналогично, слово *extremities*, в быту «конечности», применительно к нефтепоисковым работам означает длину трубопровода. Слово *farm-in* не имеет никакого отноше-

ния к сельскому хозяйству, а означает договор о получении доли участия в освоении и разработке месторождения. Также и словосочетание *back-in farm-out* означает реверсивная субаренда, в рамках которой удерживаемое «пассивное» участие арендодателя «активизируется» при наступлении определённых условий; хотя отдельно эти слова переводятся «начало движения с сальто назад» и «арендуемый участок» соответственно. Нетрудно догадаться, как важен точный перевод технических терминов, особенно когда речь идет о многомиллионных контрактах.

Приведём другие примеры терминов, которые могут в сочетании с другими словами принимать в нефтегазовой сфере отдалённые по смыслу понятия (далее в скобках даётся общепринятое значение термина, в фигурных скобках - узкопрофильный перевод, в т.ч. в сочетании с другими словами):

Royalty (величие, королевская власть): {acreage-based royalty – поземельное роялти – плата за разработку недр, ставка, которой установлена в абсолютном выражении к единице площади неразрабатываемого нефте(газо)носного участка}; cap (кепка, шапка) {gascap – газовая шапка}; batch (выпечка): {партия нефти, прокачиваемая по нефтепроводу}; bottom (дно), hole (дыра), letter(письмо): {bottomhole letter contribution – сумма, уплачиваемая подрядчику по достижении скважиной определённой глубины}; bunker (бункер, цистерна): {Bunker A – бункерное топливо А – наименее вязкий сорт флотского мазута}; cracked (растрескавшийся, крекинг-... (являющийся продуктом крекинга – например, крекинг-газ, крекинг-мазут)); deposit (депозит) {месторождение}; scout(разведчик): {лицо, нанимаемое нефтяной компанией для сбора информации результатах поисково-разведочных работ компаний- конкурентов}; lifting (подъём, лифтинг); {добыча (отбор) нефти}; topping (верхушка): {прямая перегонка нефти, отгон лёгких фракций} и др.

Вот еще несколько примеров перевода технических терминов с английского языка. Скажем, *Christmas tree* – это не рождественская ёлка, а фонтанная арматура (сооружение из труб и клапанов, устанавливаемое в устье скважины для регулирования потока нефти или газа с целью предотвращения выбросов). Выражение *to drill a well on the field* переводится как «бурить скважину на месторождении», а не «копать колодец на поле».

Многие элементы буровой установки и сопутствующие им объекты имеют названия, связанные с животными, но, разумеется, не имеющие к ним никакого отношения, например: *doghouse*, речь в данном случае идет не о собачьей будке (как мог бы перевести непрофессиональный переводчик), а о вагончике-бытовке бурового мастера; площадку для верхового рабочего принято называть *monkeyboard*, хотя обезьяны, тут, разумеется, ни при чем. Термин *mousehole* также может привести в замешательство неопытного переводчика. Между тем, эта «мышьяная норка» означает «неглубокое отверстие под полом буровой вышки, в котором временно хранятся ведущая бурильная труба и стояки труб во время наращивания бурильной колонны». А, например, термин *pig* - это, конечно, не «поросенок», а так называемая «металлическая чушка» - приспособление для очистки стенок труб, вставляемое внутрь трубопровода и несомое

внутренним потоком нефти или газа. Что касается «кролика» (*rabbit*), то в нефтегазовом контексте это слово переводится как «скребок для чистки трубопровода», «баран» (*ram*) - это «плашка» (запорный элемент противовыбросового превентора), а «дикая кошка» (*wildcat*) - «поисково-разведочная скважина».

Термин *godevil*, напоминающий название фильма ужасов, на самом деле тоже обозначает обычный скребок для чистки нефтяных трубопроводов. Выражение *graveyardtour*, вызывающее в памяти романы Стивена Кинга, означает вовсе не «прогулку по кладбищу», а всего лишь ночную смену на буровой. Наконец, *thief* - это никакой не воришка, а резервуарный пробоотборник, а термин *stripper* не имеет никакого отношения к танцовщице кабаре и переводится просто как «истощенная скважина». Последние несколько примеров являются жаргонизмами, которые в огромном количестве проникают в любую профессиональную область. Приведём ещё пару примеров: *clipper* – киппер, автоцистерна (общее значение: машинка для стрижки волос, ножницы; *into the tanks* – законченная нефтяная скважина (хотя, напрашивается перевод «в танках»).

Вообще, для определения термина «скважина» в том или ином качестве также существует ряд жаргонных обозначений. Примеры: *Jack pot well* – высокодебитная нефтяная скважина (слово «джекпот» говорит само за себя); и, наоборот *stinker* – нерентабельная нефтяная скважина с быстро падающим доходом (общее значение: дразнилка).

Для определения термина «нефть» также существует множество значений «на любой вкус и цвет»: *Hot oil* (горячая): {нефть, добываемая с превышением ограничений, установленных властями штата (в США), или вывозимая в другие штаты в нарушение федеральных правил}; *marginal oil* (маргинальный): {«критическая» нефть, переработка которой необходима для восполнения предложения наиболее дефицитного нефтепродукта}; *new oil* (новая): {нефть месторождений обнаруженных или введенных в эксплуатацию после определённой даты: в США – после 31 декабря 1972 г., в Австралии – после 14 сентября 1975 г, в Канаде – после 31 декабря 1980 г.}; *old oil* (старая): {соответственно, это нефть, используемая до указанных выше дат}; *white oilproducts* (белый): {светлые нефтепродукты – бензин, нафта, и др.}; *black oil* (черная): {низкосортный смазочный материал, используемый в тихоходных машинах}; *sour oil* (кислая): {«кислая» нефть с высоким содержанием серы, не менее 0,5 %}; *sweet oil* (сладкая): {«сладкая» нефть с низким содержанием серы, менее 0,5 %}; *stove oil* (печь): {жидкое топливо, получаемое из газойлевой фракции, выкипающей при температуре 250-350 градусов}; *skunk oil* (скунс, подлец): {высокосернистая нефть}; *gun oil* (бежать): {нефть, перекачиваемая по трубопроводу}; *preferential oil* (пользующийся предпочтением): {«преференциальная» нефть, добываемая и закупаемая бывшими концессионерами на льготных условиях}; *rock oil* (скала): {«Горное масло» - термин, использовавшийся для обозначения нефти в период становления нефтяной промышленности во второй половине XIX в.}.

Встречаются в нефтегазовой отрасли и такие существительные, которые обычно воспринимаются как имена собственные. Типичный пример - термин *geronimo*, которым обозначают устройство для аварийного спуска верхового рабочего с полатей. Легендарный лидер апачей Джеронимо тут явно ни при

чем. Существуют другие примеры: *siberian light oil* – сибирская лёгкая нефть, обладает превосходным качеством, из-за которого продавать её под собственным брендом получается выгоднее; *wall-street refiners* – инвестиционные фирмы на улице Уолл-Стрит (Лондон), которые продают и покупают фьючерсы (срочные биржевые контракты) на нефть и нефтепродукты; *Texas Tea* – термин, который также был использован для описания нефти и был популяризирован в известном шоу «The BeverlyHill billies» в 1960 году фразой «Нефть – это чёрное золото, Техасский чай».

Приведенные примеры говорят о том, как важен для технического переводчика высокий уровень профессионализма, как важно изучать специальную литературу и качественные, постоянно обновляемые справочные материалы, чтобы точно переводить технические термины с английского языка.

Библиография

1. Абрамова А.Г. Фадеева К.В. Потенциально-предикативная связь в современном английском языке // Лингвистика, лингводидактика, переводоведение: актуальные вопросы и перспективы исследования: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф. (25 сентября 2018 г.). – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2018. – Вып. 5. С. 41-56.

2. Каткова С.В. Мультимедийные программы обучения иностранным языкам в высшей школе // Вестник КИГИТ. 2006. № 1. С. 125-128.

3. Каткова С.В. Формирование навыков самостоятельной работы студентов при обучении профессионально-ориентированному иностранному языку в вузе // Молодежь и наука сборник материалов VIII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященной 155-летию со дня рождения К.Э.Циолковского. 2012. С. 187-190.

4. Ефремов А. А. Когнитивные и структурно-семантические особенности метафорических терминов (на материале терминологии американской нефтегазовой отрасли): автореферат дис. ... кандидата филологических наук. - Майкоп, 2013. С. 3-28.

5. Хатруков Е.М. Англо-русский словарь по нефтяному бизнесу. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2008 – 400 с.

**Обучение профессиональному языку нефтегазовой отрасли
в рамках дисциплины «Русский язык и культура речи»**

Ваганова Е.А., к.филол.н., доцент;
Головина Т.М., старший преподаватель
_vea@mail.ru

В статье представлены способы знакомства с профессиональным языком специалистов нефтегазового дела в рамках занятий по учебной дисциплине «Русский язык и культура речи» в условиях совместного обучения русскоговорящих и иностранных студентов.

Ключевые слова: профессиональный язык, терминология нефтегазового дела, иностранные студенты, русскоговорящие студенты, нормы русского языка.

**Training in the professional language of the oil and gas industry
in the framework of the discipline «Russian language and culture of speech»**

The article presents the ways of acquaintance with the professional language of oil and gas specialists in the framework of classes on the subject "Russian language and culture of speech" in the conditions of joint training of Russian-speaking and foreign students.

Keywords: professional language, terminology of oil and gas business, foreign students, Russian-speaking students, Russian language norms

В рамках компетентностного подхода высшего инженерного образования всё большее внимание уделяется уровню владения культурой профессионального общения. Среди критериев качества инженерного образования Международное агентство по аккредитации АБЕТ (2007 г.) выделяет способность к эффективной коммуникации. Как известно, основным инструментом коммуникации выступает язык. Язык как сущность находит своё проявление в речи, которая представляет собой использование в процессе взаимодействия, общения имеющихся языковых средств и правил их

употребления. Коммуникативность – способность к коммуникации – предполагает умение верно передавать информацию, формулировать высказывания в соответствии с языковыми нормами, а знание и соблюдение языковых норм – первый и основной аспект понятия «культура речи». В целом же под культурой речи понимается такой выбор и такая организация языковых средств, которые в определённой ситуации общения при соблюдении современных языковых норм и этики общения позволяют обеспечить наибольший эффект в достижении поставленных коммуникативных задач [2; 16].

В системе современного высшего профессионального образования к будущему инженеру нефтегазовой отрасли предъявляются высокие требования. Он должен обладать способностью к осуществлению деловой коммуникации в устной и письменной форме на русском и иностранном языках [5]. Инженер-нефтяник должен уметь логически верно, аргументированно и ясно строить устную и письменную речь, а также быть готовым к различного рода рассуждениям, к публичным выступлениям, аргументации, ведению дискуссии и полемики. Для этого ему необходимо 1) обогатить словарный запас и грамматический строй, овладеть профессиональной терминологией; 2) овладеть основными нормами прежде всего русского литературного языка и всеми видами речевой деятельности; 3) овладеть нормами русского речевого этикета, культурой межнационального общения. Всё это обеспечивают занятия в рамках учебной дисциплины «Русский язык и культура речи».

Одной из первостепенных задач в освоении языка специальности является знакомство с профессиональной лексикой, которая составляет его ядро. В профессиональном дискурсе традиционно выделяют 1) общенаучную лексику (она обозначает общенаучные понятия, которые имеют одинаковое значение во всех областях науки), 2) межотраслевую лексику (используются в нескольких научных отраслях), 3) узкоспециальную профессиональную лексику (или собственно термины), 4) профессионализмы, 5) номенклатуру [3, с. 130]. Наиболее нагруженной смыслом единицей профессиональной коммуникации является термин, а наиболее эмоционально окрашенной – профессионализм. Именно поэтому знакомство с терминологией и профессиональным сленгом становится особенно актуальным уже на первых занятиях по русскому языку и культуре речи, причём как для русскоязычных студентов, так и для иностранных, которые в современных условиях российского образования не всегда бывают разделены на отдельные группы.

Терминологическую лексику традиционно делят на две группы: 1) интернациональные термины и 2) исконно русские. Исходя из этого, задачей преподавателя русского языка и культуры речи, на чьих занятиях присутствуют одновременно как русскоговорящие, так и иностранные студенты, является введение названных типов лексики с использованием различных методик. При

знакомстве с лексикой первой группы возможно, например, введение списков международных терминов, минимально отличающихся в звучании на русском языке, или греко-латинских словообразовательных элементов - они, как правило, достаточно хорошо известны как русскоговорящим, так и студентам-иностранцам. При введении исконно русской лексики для иноязычной части аудитории могут быть использованы словообразовательные последовательности и ассоциативные ряды. Приведём примеры некоторых заданий, отражающих данные методики:

1. Исходя из состава сложных слов, объясните их значение:

углеводород, газоконденсат, водоём, месторождение;
 камнеподобный, водноосадочный, биохимический, биокаталитический,
 низкомолекулярный, газорастворённый, нефтематеринский.

2. Образуйте термины нефтегазовой отрасли, используя следующие элементы. Объясните значение полученных терминов.

Гидро-, турбо-, электро-, нефте- газ(о)-, бур (бурение), генератор

3. Заполните пропуски в словообразовательных цепочках:

нефть	+ -ян(ой)	_____ (работающий посредством нефти) двигатель _____ (занимающийся добычей, обработкой нефти) промышленность + -ик = _____ (специалист по добыче и переработке нефти) + -иц(а) = _____ (женщина-специалист по добыче и переработке нефти)
	-е- добыч(а)	_____ (подотрасль нефтяной промышленности) + -чик = _____ + -чиц(а) = _____
	-е- промысел	+ -ов(ый) = _____ + -енн(ый) = _____

4. Объясните значение следующих слов. Что их объединяет? Запишите это одним словом (словосочетанием).

Бензин, керосин, мазут, синтетический каучук - _____.

Хранилище, цистерна, танкерах, труба - _____.

Автомобили, тепловозы, тракторы - _____.

Нефтегазопромысловое дело связано с большим числом научных

областей и пользуется не только результатами их достижений, но и терминологией. Поэтому будущему инженеру-нефтянику важно уже в самом начале своего профессионального пути научиться понимать и использовать кодифицированный язык нефтегазовой отрасли. Для этого студенты должны научиться активно пользоваться словарями терминов. Исходя из сказанного, считаем целесообразным как для русских, так и для иностранных студентов давать задания на поиск и сравнение значений терминов в специальных изданиях, например:

1. Сравните толкование терминов «бурение (скважин)», «промывка», «ствол» в толковом словаре русского языка и в «Научно-технической нефтегазопромысловой энциклопедии» Булатова А. И. Объясните, в чём состоит различие общеупотребительного и профессионального толкования.

2. Прочитайте текст, выпишите термины нефтегазовой отрасли. В «Кратком словаре по геологии нефти и газа, нефтегазопромысловому делу» (2013 г.) найдите и выучите их определения.

Неотъемлемой частью профессиональной коммуникации являются профессионализмы. Их употребление, а также профессиональных жаргонизмов позволяет специалисту почувствовать себя частью профессионального сообщества, формирует определённые отношения и помогает в профессиональном взаимодействии. Поэтому, несмотря на дискуссионность вопроса о целесообразности включения профессионализмов и жаргонизмов в состав профессиональных словарей, считаем необходимой (и более того, полезной и интересной) работу по ознакомлению с подобной лексикой на занятиях по русскому языку и культуре речи.

Как правило, профессионализмы возникают на основе метафорического переноса значений общеупотребительных слов (чаще бытовой семантики) на специальные понятия. В основе такого переноса лежат сходства цвета, формы, вкусовых свойств, выполняемых функций, возрастных особенностей и других характеристик. Также перенос номинирования может осуществляться на основе эмоциональных ассоциаций. Так, слово «куст» у нефтяников обозначает способ размещения скважин по площади месторождения в виде определённых групп; такое расположение скважин отдалённо напоминает куст, поэтому название и закрепилось в языке. Буровую вышку называют «прялкой», а скважину, бурение которой ведётся в настоящий момент, - «дыркой». С помощью «свечей» на буровой вышке вовсе не получится ничего разглядеть - так именуют секции бурильных труб, соединённые вместе.

Для работы с профессионализмами студентам, обучающимся по специальности «Нефтегазовое дело», могут быть предложены следующие

задания:

1. Ознакомьтесь с определениями понятий, используемых в нефтегазовой отрасли, определите, какие профессионализмы заменяют их, и объясните почему.

1. Глубина, которую пробурена скважина на данный момент	
2. Разработанная скважина, в которой пласт нефти оказался меньшим, чем предполагалось	
3. Пробурировать скважину на какую-то установленную глубину	
4. Труба квадратной формы для крепления буровой колонны	
5. Вертикальная скважина	
6. Передвижной домик-вагончик для жизни в полевых условиях	
7. Грузовой автомобиль («Урал» или «КамАЗ»), предназначенный для транспортировки рабочих и оборудования от железнодорожной станции до буровой	
8. Пробурить скважину на глубину, на которой находится нефть	
9. Опускать рабочий буровой инструмент в скважину, процесс является частью спуско-подъёмной операции	
10. Бригада, работающая ночью (с 19:00 до 07:00)	

Балок, вахтовка, вертикалка, вскрыть (плодородный) пласт, квадрат, майновать, ночники, проходить, проходка, пустышка.

2. Прочитайте текст. Что, по вашему мнению, могут означать выделенные слова?

По оснащению я превосхожу всех, кто работает на этом месторождении, потому что мои **вертикалки** и **кривульки** только что начали давать нефть. У меня есть оборудование, полностью готовое к работе. Я могу погрузить снаряжение на **балюки** и доставить его сюда в течение недели. Благодаря моим деловым связям я смогу получить лес для вышки - в подобной спешке иначе как по дружбе этого не сделаешь. Вот почему я могу гарантировать немедленное начало **долбёжек** и готов подкрепить свои слова собственными вложениями.

(Скважины (вертикальные и наклонные), грузовики, буровые работы)

3. Угадайте профессионализмы нефтегазовой отрасли по их общеизвестным разговорным или жаргонным, с одной стороны, и специальным значениям, с другой.

Автомашина, двигающаяся в попутном направлении, или попутный газ - _____ (попутка)

Медицинский работник в исправительно-трудовом учреждении или электросварщик - _____ (лепила)

Приговорённый к высшей мере наказания или вышкомонтажник - _____ (вышкарь)

Снаряд стрелкового оружия или буровой мастер - _____ (пуля)

Изучение профессионального языка сквозь призму культуры речи невозможно без анализа соотнесённости языковых вариантов с литературной нормой. Яркой отличительной чертой речи специалиста является его произношение. Нефтяников «выдают» дОлото (*литер.* долото), дОбыча (*литер.* добыча), площадЯ (*литер.* площади), промыслА (*литер.* промыслы), пластА (*литер.* пласты). Целесообразными видятся различные упражнения на различение литературных и профессиональных произносительных вариантов.

Также актуальными будут и задания, связанные с морфологическими нормами современного русского литературного языка, особенно в области числительных. Прочитать следующие обозначения: 40–180 °С – между сорока и ста восьмьюдесятью градусами Цельсия; 270–360 °С – от двухсот семидесяти до трёхсот шестидесяти градусов Цельсия и подобные бывает затруднительно не только студентам-иностранцам, но и у носителям русского языка.

В качестве упражнений на развитие коммуникативных навыков будущих инженеров-нефтяников можно предлагать студентам творческие задания на составление текстов в определённых рамках. Например:

1. *Распространите предложения «Нефть представляет собой жидкость» и «Нефть состоит из углеводородов и соединений» как можно большим количеством второстепенных членов (для русскоговорящей аудитории).*

2. *Читайте полученные варианты, увеличивая скорость прочтения (а для иностранных студентов).*

1. Нефть представляет собой жидкость. Нефть представляет собой жидкость со специфическим запахом. Нефть представляет собой горючую маслянистую жидкость со специфическим запахом. Нефть представляет собой горючую маслянистую жидкость со специфическим запахом, распространённую в осадочной оболочке Земли.

2. Нефть состоит из углеводородов и соединений. Нефть состоит из различных углеводородов и соединений. Нефть состоит из различных углеводородов и соединений, содержащих кислород, серу и азот. Нефть состоит из различных углеводородов и соединений, содержащих, помимо углерода и водорода, кислород, серу и азот.

Итогом подобной работы по ознакомлению с профессиональной речью специалистов нефтегазового дела в рамках учебных занятий по русскому языку и культуре речи станет перевод иностранных студентов на новый уровень и повышение уровня владения государственным языком Российской Федерации русскоговорящих студентов, что, безусловно, будет способствовать формированию профессиональных компетенций будущих инженеров-нефтяников.

Библиография

1. Гордиенко О.А. Терминология нефти и газа в преподавании русского языка иностранным студентам [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/5/PDF/2017-V5-169-174.pdf> (Дата обращения 25.09.2019).

2. Культура русской речи: Учебник для вузов / Л.К. Граудина, С.И. Виноградов, В.П. Даниленко, Е.В. Карпинская. - М.: Юр. Норма, НИЦ ИНФРА-М, 2019. - 560 с. [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/1003076> (Дата обращения 25.09.2019).

3. Крысин Л.П. Современный русский язык. Лексическая семантика. Лексикология. Фразеология. Лексикография: Учеб. пособие для студ. филол. фак. вузов / Л.П. Крысин. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 240 с.

4. Морозова О.А. Профессиональный нефтяной язык [Электронный ресурс] - Режим доступа: http://kpfu.ru/staff_files/F1855326014/Morozova1.pdf (Дата обращения 25.09.2019).

5. Федеральный государственный образовательный стандарт высшего образования (ФГОС ВО) нового поколения - бакалавриат по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.edu.ru/documents/view/64219> (Дата обращения 25.09.2019).

Формирование информационной культуры будущих специалистов

Лисова Т.Ю., преподаватель
tatyana_lisova@mail.ru

В статье рассматриваются условия формирования информационной культуры студентов

Developing of the information culture of the future specialists

The article deals with the conditions of formation of information culture of students

На современном этапе построения информационного общества особенно актуальной и приоритетной становится проблема формирования информационной культуры студентов вузов как будущих специалистов.

Перед системой высшего образования поставлена актуальная проблема, связанная с организацией информатизации высшего образования, ориентированного на личность и высокую информационную компетентность выпускников вузов. Обозначились проблемы, которые связаны с подготовкой миллионов студентов к жизни и деятельности в совершенно новых для них условиях информационного мира. Речь идет не просто о повышении уровня образования людей, а о формировании нового образа мышления, приспособленного к быстро меняющимся экономическим, социальным и информационным реалиям окружающего мира.

Постоянное совершенствование профессиональной подготовки специалистов требует от студентов формирования и развития целостной системы универсальных знаний, умений, навыков, а также опыта самостоятельной деятельности и личной ответственности. От умения поиска знаний качественно нового содержания зависит повышение эффективности учебного процесса. Важнейшая способность, которую должен приобрести студент в вузе, это способность

учиться, способность к самообразованию, творческое начало. От этого будет зависеть профессиональное становление будущего специалиста.

В связи с этим большое место уделяется вузовским библиотекам. Вузовские библиотеки сегодня, это не только источники идей, мыслей, технологий, материализованных в виде книг, журналов, диссертаций и другой печатной продукции, но и крупные информационные центры, дающие возможность работы с новыми информационными технологиями, как в локальном, так и в удаленном режимах.

Деятельность вузовской библиотеки чрезвычайно многогранна потому, что в ней, так или иначе, отражены едва ли не все аспекты жизни общества в целом, и конкретного вуза в частности.

Именно в библиотеке студентами приобретаются соответствующие навыки и умения. Студент должен быть готовым к решению следующих задач:

- освоение рациональных приемов и способов самостоятельного ведения и поиска информации и систематизации данных в соответствии с задачами учебного процесса в вузе;
- овладение формализованными методами аналитико-синтетической переработки информации;
- изучение и практическое применение подготовки и оформления результатов самостоятельной учебной и научно-исследовательской деятельности (подготовка курсовых и дипломных работ, рефератов, докладов и др.).

На современном этапе весьма актуальными и востребованными являются библиотечно-библиографические занятия со студентами, которые обеспечивают практическую подготовку студентов в написании научных работ.

В библиотеке Чебоксарского института (филиала) Московского политехнического университета формированию информационной культуры студентов уделяется особое внимание. В последние годы специалисты активно помогают студентам преодолеть сложности, связанные с подготовкой материалов для научных работ.

Очень важно, чтобы студент имел представление об устройстве справочно-библиографического аппарата библиотеки (системе каталогов, картотек и библиографических указателей как на традиционных печатных, так и на электронных носителях), чтобы умел грамотно ориентироваться в нем, а также овладел навыками поиска информации в Интернете. Чтобы обеспечить научный подход к поиску информации в Интернете, нужно использовать следующие критерии:

- информация должна быть размещена на официальном сайте вуза или библиотеки, что обеспечивает ее достоверность;

- нужно смотреть, кто является автором публикации: желательно, чтобы были указаны его звание, ученая степень или род деятельности (например, кандидат наук, профессор, специалист в какой-то области и т.д.);

- обращать внимание на научность характера документа (кандидатская диссертация, дипломная работа студента, статья из книги и т.д.), а не просто статья, произвольно взятая в банке рефератов.

Таким образом, посредством единого информационного и коммуникационного пространства вуза и собственной информационно-образовательной среды, библиотека обеспечивает равноправный доступ и рациональный обмен информационно-библиотечными ресурсами, создает условия для самообразования, саморазвития и формирования информационной культуры будущих специалистов.

Библиография

1. Збаровская Н.В. Формирование информационно-образовательной среды современных библиотек / Н.В. Збаровская // Библиотековедение. – 2006. – № 4. – С. 50–54.

2. Зиновьева Н.Б. Информационная культура личности: учебно-методическое пособие / Н.Б. Зиновьева. – М.: Либерия-Бибинформ, 2007. – Вып. 53. – 154 с.

3. Паршукова Г.Б. Методика поиска профессиональной информации: учебно-методическое пособие / Г.Б. Паршукова. – Санкт-Петербург: Профессия, 2006. – 224 с.

**Формирование личностных структур сознания студентов
направления «Нефтегазовое дело» –
значимый фактор педагогики личности**

Сергеева О.Ю., к.п.н., доцент
sergeeva_ou@mail.ru

В статье рассматриваются синергетический и культурологический подходы, способствующие формированию личностных структур сознания студентов вуза.

Ключевые слова: синергетический подход, культурологический подход, педагогика личности.

**Formation of personal structures of Oil Engineering Students consciousness -
a significant factor of personality pedagogy**

Abstract: The article discusses synergistic and cultural approaches that contribute to the formation of personal structures of consciousness of students of the university.

Key words: synergetic approach, cultural approach, personality pedagogy.

В синергетике есть понимание того, что в отличие от линейного « $2 + 2 = 4$ » есть нелинейное « $2 + 2 = 5$ »! Синергетический подход к проблемам формирования личности мы считаем весьма актуальным и результативным для формирования личности специалиста.

Личность – это всегда многомерная саморазвивающаяся система, стремящаяся к самосовершенствованию и самореализации. Знакомство студенческой молодежи с личностями, которые внесли свой неоценимый вклад в культуру региона и страны, всегда вызывает большой интерес, особенно если это уроженцы твоего края, города, села.

Особую роль для каждого поколения студентов Чебоксарского политехнического института имеет знакомство с жизнью и деятельностью нашего знаменитого земляка Алексея Крылова. Это известный ученый, кораблестроитель,

математик, основатель российской школы кораблестроения. Он родился в деревне Висяги Порецкого уезда Симбирской губернии (ныне Порецкий район Чувашской Республики). Алексей Николаевич – человек энциклопедических знаний, настоящий гражданин и патриот. В 2013 году в политехническом институте был открыт первый в Чебоксарах музей Академика Крылова, приуроченный к его 150-летию. Все первокурсники вуза свое первое занятие обязательно проводят в музее А.Н. Крылова. Знакомство с личностью великого ученого и гражданина – это всегда открытие: человеческих возможностей, силы духа, веры в себя и в свой народ.

Весьма поучительно знакомство с жизнью и деятельностью нашего земляка – Зиновия Таланцева, личность которого формировалась на переходе эпох. Зиновий Михайлович – известный в Поволжье предприниматель, меценат, общественный деятель, который не потерялся в революционном урагане, сумел найти себя в новое время, реализовал свой потенциал ученого, создателя советской химической науки.

Большой интерес у будущих инженеров вызывает личность еще одного нашего земляка – Петра Кикина – героя Отечественной войны 1812 года. Он уроженец города Алатыря, представитель древнейшего рода Кикиных, прославил себя не только как военный стратег и мужественный воин. Имя Петра Андреевича стоит у истоков проекта памятника героям 1812 года – храма Христа Спасителя. Как человек высоко образованный, он внес свой вклад в развитие художественной культуры Отечества, став основателем Общества поощрения художников, которое помогло становлению великих мастеров кисти XIX века.

Подготовка и поиск материалов о наших великих земляках, прикосновение к этим масштабным людям позволяет студентам лучше осознать значение понятия Личность, понять, что позволяет человеку остаться в памяти поколений, пользоваться любовью и почитанием народа.

Несомненно, знакомство с жизнью и деятельностью земляков, которые увековечили свои имена в истории и культуре Чувашии и России, вызывает живой интерес у молодежи. Понимание того, что их воспитала и вскормила земля твоих предков, что это культурное пространство повлияло на становление их менталитета, выбор ценностей и жизненных смыслов вдохновляет на самоопределение.

Еще более значимым становится общение с живыми носителями культуры, с современными, самодостаточными, профессиональными, творческими личностями. Хорошим жизненным уроком для будущих инженеров-строителей становятся встречи с известными архитекторами, художниками, деятелями искусств. Знаковой встречей стало общение с заслуженным деятелем культуры Российской Федерации и Чувашской Республики, автором двухтомного каталога «Объекты культурного наследия Чувашии» Николаем Муратовым. Профес-

сиональный разговор со студентами факультета строительных и транспортных технологий об объектах архитектуры, традициях реставрации и охраны, стилевых особенностях и художественной ценности памятников культуры – все это способствовало тому, чтобы видеть вокруг не просто здания и сооружения, а читать историю в архитектурных образах. Такое живое общение как раз и дает синергетический эффект « $2 + 2 = 5$ »! Это реализация условий развития личности как участника, как субъекта исторического процесса, процесса смены поколений, процесса формирования носителя культуры.

Использование в педагогической практике культурологического подхода способствует воспитанию Человека культуры, выполняет функцию сохранения, воспроизводства и развития культуры, обслуживает исторический процесс смены поколений, создает условия для свободного развития Личности как субъекта культуры.

Культурологический подход в формировании личности студента технического вуза, будущего специалиста в области инженерии, мы считаем весьма существенным. Причем здесь важны не только теоретические знания по культурологии: знание культурно-исторических периодов развития человечества, но и понимание особенностей образования темпоральных слоев культуры настоящего и будущего, культуры преходящей и непреходящей. Одной из важнейших задач в формировании личности специалиста мы считаем необходимость в учебно-образовательном процессе непосредственного погружения в пространство культуры.

Примером такого погружения стало участие студентов в проекте «Храм Добра и Надежды» - в восстановлении и благоуукрашении Тихвинского Собора женского монастыря древнего города Цивильска. Несколько лет студенты Политеха помогали возвращать изуродованный в 20 веке Храм, построенный в русско-византийском стиле. Будущие инженеры-строители не только убирали строительный мусор, но и изучали архитектурные детали, состав цемента, технологию каменной резьбы. Памятник истории и культуры края становился связующим звеном поколений, частью общего культурного наследия.

Чебоксарский Свято-Троицкий мужской монастырь – духовный и просветительский центр города с середины 16 века. Знакомство с историей монастыря, архитектурными особенностями его храмов и братских корпусов, его древних святынь и современной технологией стенописи – это тоже прикосновение к истории и культуре, понимание связи времен, питательная внешняя среда для формирования внутренних источников развития личности.

Функциональное объединение философского, культурологического, технического, синергетического подходов в учебно-воспитательном процессе должно осуществляться таким образом, чтобы реализовывался кумулятивный эффект, который не равен простой сумме полученных знаний. Культурологиче-

ская, синергетическая, педагогическая составляющая знаний должны, на наш взгляд, вплестаться в содержание учебно-воспитательного процесса, формировать мировоззрение творческой, саморазвивающейся личности.

Как показывает наш педагогический опыт, использование в учебно-воспитательном процессе культурологического и синергетического подходов оказывает позитивное влияние на студенческую молодежь, способствует обогащению мировоззрения, развитию личностных структур сознания. «Ибо где сокровище ваше, там будет и сердце ваше» (Мф. 6.21)[3]

Педагогика личности базируется на феномене самореализации, на способности системы к самопреобразованию в новое качество, на саморазвитие личностных структур сознания.

Библиография

1. Андреев В.И. Педагогика: Учебный курс для творческого саморазвития / В.И. Андреев. 3-е изд. – Казань: Центр инновационных технологий, 2003. – 608 с.
2. Кульневич С.В. Педагогика личности от концепций до технологий / С.В. Кульневич. – Ростов/Дону: Творческий центр «Учитель», 2001. – 160 с.
3. Святое Евангелие. – М.: «Ковчег», «Новая книга», 2004. – 576 с.
4. Сергеева О.Ю., Павлов В.И. Духовно-нравственное воспитание учащихся: монография / О.Ю. Сергеева, В.И. Павлов. – Чебоксары: ПБОЮЛ Наумова, 2008. – 212 с.

Психологические особенности инженерной деятельности в нефтегазовой отрасли

Антонова Л.В., к.п.н., доцент;

Семенова В.И., к.п.н., доцент

lyudmilaant@mail.ru

В статье раскрываются психологические особенности профессиональной деятельности инженера, в том числе в нефтегазовой области, предмет, структура данной деятельности, описывается профессиограмма специалиста.

Psychological characteristics of the specialist in the oil engineering

The article reveals the psychological characteristics of the engineer's professional activities, including oil and gas field, the subject, the structure of this activity, and describes the specialist's profессиogram.

Большинство людей включены в определенную профессиональную деятельность, которую они выбирают по разным причинам: одни по призванию, другие по стечению обстоятельств или советам близких людей. Но в любом случае каждому человеку надо знать о психологических особенностях своей профессиональной деятельности.

Больше всего знаний о психологии инженера, особенностях его профессиональных и личностных качеств может нам дать психология труда. Психология труда – область психологии, изучающая закономерности формирования и проявления психической деятельности человека, его индивидуальности в процессе труда, профессиональной деятельности.

В психологии труда рассматриваются вопросы профессиональной пригодности, психологической готовности к профессиональной деятельности, ее психологическая характеристика.

Профессия инженера возникла как занятие, связанное с применением знаний в практике строительства и индустрии. Сегодня эта профессиональная деятельность охватывает практически все сферы материального и духовного производства, управления, культуры. По определению С. А. Тихомирова, инженер – это субъект, занятый преимущественно знаковой деятельностью, направленной на исследование, нормальную эксплуатацию, усовершенствование и разработку технических объектов или организацию производства, основанную на использовании научно-технических знаний и средств умственного труда, соответствующих его эпохе.

Важнейшим признаком инженерной деятельности является решение технических задач, связанных с многовариантной неопределенностью и, следовательно, с необходимостью выбрать наиболее целесообразный способ их решения. Познавательный этап инженерной деятельности предполагает переход от эмпирико-технических знаний к технико-научным, а созидательный – есть воплощение опыта и знаний в конкретных образах новой техники.

Предмет инженерной деятельности – техника в широком понимании этого слова. Существенными признаками являются: опосредованность ее воздействия на материальный субстрат техники; научная обоснованность, т. е. использование научных знаний; учет при решении технических задач фактора времени и затрат, т. е. практическое отношение к технике.

Средствами инженерного труда служат научные знания в виде готовых формул, зависимостей различных величин, методик расчета, содержащихся в справочниках и инструкциях; социально-технические нормы – стандарты, технические условия, отраслевые нормы, правила ТБ и т.д.; информация о состоянии материально-технического базиса общества, фиксированная в каталогах, перечнях номенклатуры изделий, и т.д.; информационно-вычислительная техника для сбора, обработки и представления технической информации.

Результаты инженерной деятельности представляются в знаковом виде – чертежи, схемы, программы, графики, технологические карты, расчеты, описания; в письменном или устном распоряжении, указании, объяснении.

Структура инженерной профессии сложна и многообразна. Она детерминруется не только внутренними особенностями деятельности, но и общественным разделением труда, а также состоянием технического базиса общества. Профессия инженера включает большое количество инженерных специальностей, различающихся в зависимости от технического объекта (предмета) деятельности: инженер-электрик, инженер-строитель, радиоинженер, инженер-системотехник и т.д. Кроме того, структура инженерной профессии может быть рассмотрена с точки зрения видов инженерной деятельности, отличающихся задачами, предметом, средствами и результатом труда.

На основе выдвинутых новых принципов и моделей строится конструктивная деятельность, предполагающая поиск новых конструкций, построение нового технического объекта. Эта деятельность очень тесно связана со знаковой, так как на этом этапе инженер создает знаковую форму технического объекта. Важнейшим связующим звеном в работе инженера является коммуникативная деятельность: общение с разными специалистами, обмен информацией на всех этапах.

Создание новой конструкции предполагает переход к следующему виду деятельности - проверочно-испытательной, где идет испытание конструкций и налаживание технологического процесса. Здесь необходимым компонентом является организационная деятельность, которая включает управление людьми и организацию их труда, а также управление процессом внедрения результатов инженерной деятельности в производство. Завершает модель социальная деятельность, предназначенная для оценки социальной значимости результатов труда, а также социальных последствий внедрения новых технических решений. Этот этап связан с выполнением инженером социальных функций в обществе.

В модели профессиограммы выделяют определенные циклы и связи индивидуальной и групповой деятельности инженеров. Кроме того, может быть вычленена модель отдельного вида инженерной деятельности – научно-исследовательской, проектно-конструкторской, технологической, эксплуатационной и организационной.

Для успешной профессиональной деятельности зачастую важны не сами психологические свойства или качества работника, а их сочетание, способствующее достижению наилучших результатов. Доказано, что возможно формирование индивидуального стиля деятельности, обусловленного типологическими особенностями и системой действий, которые складываются у человека, стремящегося к наилучшему осуществлению данной деятельности.

Рассматривая вопрос о профессионально значимых свойствах, мы должны, с одной стороны, оценить их стабильность, неизменность и, с другой стороны – возможность развития, коррекции и компенсации в процессе обучения и профессиональной деятельности. Важно, с какими профессиональными задачами связано значение того или иного свойства, каков диапазон его индивидуальных различий и, наконец, как включается данное свойство в структуру личности работающего человека.

Наиболее детальный социально-психологический анализ профессии инженера дан Э. С. Чугуновой. Она выделяет общие и специальные способности, необходимые в деятельности инженера: способности к умозаключению, анализу и синтезу материала, знание своей деятельности, широту словарного запаса, общий уровень культуры, развитость пространственных представлений и памя-

ти. Для проявления творческой активности в инженерной деятельности имеют значение общие показатели интеллектуальных достижений, социально-психологические установки и личностные характеристики (эмоционально-волевые и коммуникативные). Результаты экспериментальных исследований позволили сделать вывод о том, что интеллектуальный фактор (развитие вербального и невербального интеллекта, скоростных характеристик мышления и т.д.) имеет системообразующее значение для творческой активности в инженерной деятельности.

Техническое мышление рассматривается как особая интеллектуальная деятельность, направленная на изменение действительности, создание чего-либо нового. Специфической особенностью технического мышления является опора на наглядность и оперирование пространственными образами технических объектов. Выделяют следующие качества конструкторско-технического мышления: 1) техническое понимание, т. е. распознавание структур и функционирования технических объектов; 2) способность к структурно-функциональным и элементно-системным преобразованиям объектов в форме зрительных образов; 3) способность к перекодированию зрительно-пространственных образов в условные графические изображения (проекции) и, наоборот, условных двумерных изображений - в объемные зрительные образы; 4) продуктивное оперирование образами, комбинирование частями и системами в целом, функциями и отдельными признаками технических деталей и блоков, т.е. способность к комбинированию, способность мыслить по аналогии и контрасту. Инженеру, в особенности исследователю и проектировщику, необходимы математические способности, составляющие особую подструктуру профессионально значимых в инженерной деятельности качеств.

Все перечисленные выше качества, относящиеся к техническому, математическому и конструкторско-техническому мышлению, исследователи считают профессионально значимыми в деятельности инженера.

Библиография

1. Дружилов С.А. Психология профессионализма человека: инженерно-психологический подход // Ярославский психологический вестник. - 2004. - № 12. - С. 25-32.

Особенности трудовой социализации студентов нефтегазовых специальностей

Антонова Л.В., к.п.н., доцент;
Егоров В.В., студент;
Семенова В.И., к.п.н., доцент
lyudmilaant@mail.ru

В данной статье рассматриваются проблемы трудовой социализации студенческой молодежи, которые непосредственно связаны с процессами, происходящими в современном Российском обществе.

Peculiarities of labor socialization of oil and gas engineering students

This article discusses the problems of labor socialization of student youth, which are directly related to the processes taking place in modern Russian society.

Духовно-нравственные устои и образ жизни не просто существенно изменились, но и приобрели новое содержание. Все это актуализирует изучение и оптимизацию факторов трудовой социализации студенческой молодежи.

Радикальные социально - экономические и общественно – политические преобразования, развернувшиеся в нашей стране начиная с конца 80-х годов XX века, существенно изменили основные направления и способы трудовой социализации студенческой молодежи. Факторы трудовой социализации, играющие большую роль в условиях советской эпохи (летний трудовой семестр, в основном альтруистическая общественно-политическая деятельность, и т.д.) ушли в безвозвратное прошлое. Одновременно существенно изменилось значение таких способов трудовой социализации, как довузовский рабочий стаж и служба в вооруженных силах страны. Таким образом, из преобладающих способов трудовой социализации, доминировавших в прежние времена, остались такие, как: производственная и учебная практика в своем вузе, и производственная практика за его пределами. Вместе с тем, переход нашего общества на рыночную экономику и резкое уменьшение роли стипендии в материальном обеспечении студентов, а также - распространение платных форм образования создали систему принципиально новых факторов трудовой социализации. Современные студенты значительно в большем масштабе вынуждены «подрабатывать», чтобы как-то «свести концы с концами».

Анализ ведущих тенденций развития процесса трудовой социализации современной студенческой молодежи приводит к выводу о том, что, во-первых, в связи с резким возрастанием имущественной стратификации появляется небольшая, но довольно устойчивая группа студентов, решающих свои материальные проблемы посредством иждивенческой «подпитки» своих родителей.

Во-вторых, несмотря на то, что студенты, как и в прежние времена, «хватываются» за любую работу, возрастающую роль в их трудовой социализации и материальном обеспечении играют сферы деятельности, обслуживающие инфраструктуру современного рынка (сетевой маркетинг, розничная торговля, коммерческие сделки, участие в рекламных акциях). В-третьих, анализ проблем трудовой деятельности современной студенческой молодежи по стране в целом, проведенный на материалах нескольких исследований показывает, что возрастает значение процесса непосредственно трудовой социализации, т.е. увеличение значения «подработок» по осваиваемой в вузе специальности. В целом, ведущие направления трудовой социализации современных российских студентов, к сожалению, отличаются противоречивым характером, бессистемностью, и пока еще неэффективно регулируются современным обществом, при том, что значение этого процесса для будущего нашей страны трудно переоценить. Сравнительное изучение ведущих тенденций трудовой социализации у студентов различных специализаций показывает их достаточно разнообразную специфику. Особенную структуру ведущих направлений трудовой социализации демонстрируют, например, студенты – будущие специалисты нефтегазового дела, т.е. студенты, обучающиеся специальностям, обеспечивающим все основные этапы данного производства, в том числе: добычу, транспортировку и переработку нефти и газа. При том, что внутри этого технологического цикла имеются определенные различия в формировании базовых тенденций трудовой социализации, их объединяет несколько преобладающих характеристик. Первое, в связи с высоким уровнем оплаты труда в этих отраслях, студенты, «подрабатывающие» по специальности, имеют достаточно высокий уровень доходов, получаемых вне пределов учебной деятельности. Второе. Высокий уровень технической оснащенности будущей специальности вынуждает студентов – нефтяников повышать уровень профессиональных знаний и практических навыков непосредственно в своей области.

В рамках проведенного социологического исследования процесса трудовой социализации среди студентов г. Уфы в специальный кластер была выделена группа студентов УГНТУ, обучающихся непосредственно по «нефтегазовым специальностям». Опрос проводился при общем объеме выборочной совокупности в 450 респондентов методом анкетирования. Было опрошено чуть более 100 студентов старших курсов, обучающиеся на дневных отделениях факультетов. Несмотря на «очаговый» характер полученных нами результатов, с точки зрения репрезентативности по всему студенческому корпусу, мы попытались проанализировать основные тенденции и противоречия трудовой социализации применительно к студентам нефтегазовых специальностей.

Необходимо отметить, что в самооценке самой студенческой молодежи продолжает сохраняться довольно высокий уровень отношения к труду как к ценности. Например, более половины опрошенных студентов (53 %) согласны с мнением, что «труд на благо общества – ценность». Однако, признание безусловным приоритетом среди факторов жизненного успеха «связей, поддержки влиятельных лиц, знакомств» является отражением социально-исторического уровня развития нашего общества. К основным мотивам выбора вуза студенты

нефтегазовых специальностей относят такие, как перспектива найти хорошо оплачиваемую работу после окончания вуза (68,7 %) и интерес к профессии (49,8 %).

Мнения студентов о влиянии трудовой деятельности на формирование личности разделились. Более половины опрошенных (59,2 %), считает, что трудовая деятельность способствует «стремлению стать личностью и добиваться своей цели». Определенная часть студентов (34,3 %) полагает, что «человек приобретает навыки умения работать», и почти такое же количество респондентов (34 %) исходит из того, что трудовая деятельность «учит быть независимым». Необходимо научное исследование и понимание данной реальности с учетом сложившейся социальной ситуации, социально-экономических условий жизни и духовно-нравственных потребностей студенчества. В том числе одной из актуальных задач современной науки становится изучение базовых факторов трудовой социализации студенческой молодежи и разработка методики ее оптимизации.

Библиография

1. Эфендиев А.Г. Кондрашова М.В. Московское студенчество 1995-2000 гг. - социальная ситуация, тенденции, перспективы. - Мир России. - 2004. - № 1.
2. Меренков А.В. Рыночные ориентиры студенчества. - Социологические исследования. - 1998. - № 12.
3. Герчиков В.И. Феномен работающего студента вуза. - Социологические исследования. - 1999. - № 8.

СОДЕРЖАНИЕ

Нефтегазоносность территории Чувашии Иванов А.Ф., к.г.-м.н., доцент	4
Математический расчет нагрузок при вдавливании жесткого конуса в трубопровод Кульпина Т.А., к.ф.-м.н., доцент	7
Методы анализа ансамбля микроскопических частиц в продуктах горения нефтепродуктов Лепав А.Н., к.т.н., ст. преподаватель – Политех; Ксенофонов С.И., к.ф.-м.н., профессор – ЧГПУ	11
Гидравлические особенности расчета нефтепровода при последовательной перекачки нефтей Молочникова О.В., ст. преподаватель	19
Расчёт резервуара РВСП 20000 № 9 на прочность Виноградова Т.Г. к.т.н., доцент	23
Снижение потерь нефти в РТ от испарения с помощью понтона "Альпон" Виноградова Т.Г. к.т.н., доцент	25
Аддитивные технологии в нефтегазовом машиностроении Мишин В. А., к.т.н., доцент	28
Ускоренное прототипирование при проектировании элементов пневмо- гидроаппаратуры в инженерной деятельности Мишин В.А., к.т.н., доцент	30
Информационная модель мониторинга и диагностики технического состояния трубопроводов нефтегазового комплекса Федоров Д.И., к.т.н., доцент; Чегулов В.В., к.т.н., доцент	33
Разработка новых соединений штанг для бурения шпуров и скважин при строительстве газонефтехранилищ Федоров Д.И., к.т.н., доцент; Чегулов В.В., к.т.н., доцент	37
Контроль качества сборки окрайки Виноградова Т.Г., к.т.н., доцент	40
Проектные решения ремонта конструкций и оборудования резервуара Виноградова Т.Г., к.т.н., доцент	45
Основы трехмерного проектирования Никитин А.В., к.ф.-м.н., доцент	48
Цифровая система автоматического регулирования положения горизонтально вращающегося ротора высокоэнергетических газокompрессорных установок Михеев Г.М., д.т.н., профессор; Тогузов С.А., старший преподаватель	51
Автоматизированный стенд для исследования магнитных подшипников высокоэнергетических газокompрессорных установок Тогузов С.А., старший преподаватель	56

Система автоматизированного управления аппаратом воздушного охлаждения газа (САУ АВО газа) Тогузов С.А., старший преподаватель; Никитин А.В., к.ф.-м.н., доцент	63
Технология испытаний объектов и оборудования нефтегазовой отрасли на примере неисправностей в подшипниках двигателей Кузьмина О.В., к.х.н., доцент; Федоров Д.И., к.т.н., доцент; Чегулов В.В., к.т.н., доцент	66
Использование компьютерной графики при проектировании систем газоснабжения Тогузов С.А., старший преподаватель; Никитин А.В., к.ф.-м.н., доцент	70
Особенности водоотведения нефтебаз Молочникова О.В., ст. преподаватель	72
Газопровод «Набукко»: проблемы, перспективы Федоров Д.И., к.т.н., доцент – Политех; Архипов В.Л., Николаев Э.Ю. - Заволжское ЛПУМГ	84
Серосодержащие соединения нефти и нормирование их содержания в нефтепродуктах Кузьмина О.В., к.х.н., доцент	90
Повышение эффективности нефтедобычи на основе использования инновационных технологий Владимиров В.В., к.э.н., доцент	93
Экологические проблемы транспортировки нефти и нефтепродуктов Кузьмина О.В., к.х.н., доцент	98
Требования безопасности при перевозке нефтепродуктов автотранспортом Агафонов А.В., к.б.н., доцент; Кузьмина О.В., к.х.н., доцент	101
Использование результатов службы технической диагностики при проведении ремонта насосов и компрессоров Федоров Д.И., к.т.н., доцент - Политех; Архипов В.Л., Николаев Э.Ю. - Заволжское ЛПУМГ	105
Оценка эффективности ресурсо- и энергосберегающих технологий нефтегазопромысловых объектов Табаков П.А., к.т.н., доцент; Федоров Д.И., к.т.н., доцент; Чегулов В.В., к.т.н., доцент	111
Трубопроводный транспорт России в системе поставок углеводородов Федоров Д.И., к.т.н., доцент – Политех; Архипов В.Л. - Заволжское ЛПУМГ	116
Производственный менеджмент должен служить корпоративным заказам Волков О.Г., к.х.н., доцент; Федоров Д.И., к.т.н., доцент	121
Рынок углеводородов: научные исследования и стратегические решения Стуканова И.П., д.э.н., профессор; Стуканова С.С., к.э.н., доцент	126

Проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли в России Семенова Е.И., к.э.н, доцент.....	130
Сравнительный анализ уровня оплаты труда работников в 2010-2018 гг. Семенова Е.И., к.э.н, доцент; Майорова В.А., студент.....	132
Нормативно-правовое обеспечение функционирования нефтегазовой отрасли Скворцова Н.Н., к.ю.н., доцент; Малюткина Н.С., к.ю.н., доцент; Петров П.В., студент.....	135
Развитие спорта в регионах нефтедобычи Кисапов Н.Н., к.п.н., доцент; Боровков Ю.В., преподаватель.....	138
Информационные технологии в нефтегазовой отрасли Никитин А.В., к.ф.-м.н., доцент	141
Информатика в нефтегазовой отрасли Никитин А.В., к.ф.-м.н., доцент	144
Оптимальные методы обучения иностранному языку студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» Яковлева О.В., к.п.н., доцент; Фадеева К.В., к.п.н., доцент.....	147
Некоторые аспекты перевода технических терминов с английского языка на примере нефтегазовой отрасли Фадеева К.В., доцент; Яковлева О.В., доцент.....	150
Обучение профессиональному языку нефтегазовой отрасли в рамках дисциплины «Русский язык и культура речи» Ваганова Е.А., к.филол.н., доцент; Головина Т.М., старший преподаватель	154
Формирование информационной культуры будущих специалистов Лисова Т.Ю., преподаватель.....	161
Формирование личностных структур сознания студентов направления «Нефтегазовое дело» – значимый фактор педагогики личности Сергеева О.Ю., к.п.н., доцент.....	164
Психологические особенности инженерной деятельности в нефтегазовой отрасли Антонова Л.В., к.п.н., доцент; Семенова В.И., к.п.н., доцент	168
Особенности трудовой социализации студентов нефтегазовых специальностей Антонова Л.В., к.п.н., доцент; Егоров В.В., студент; Семенова В.И., к.п.н., доцент	172

Научное издание

Под общей редакцией А.В. Агафонова

Развитие нефтегазовой отрасли в России

Сборник научных трудов

Подготовка к печати: В.В. Чегулов
Компьютерная верстка: И.О. Сорокина
Оформление: К.В. Шуюпов

Изготовлено в Отделе информатизации
Чебоксарского института (филиала)
Московского политехнического университета
428000, г. Чебоксары, ул. К. Маркса, 54
Тел.: (8352) 62-63-22
<http://www.polytech21.ru>
nauka@polytech21.ru

Подписано в печать 07.09.2019. Формат 60x84/16
Гарнитура Times New Roman. Бумага офсетная. Печать оперативная
Усл. печ. л. 11,79. Тираж 500 экз. Заказ № 451

Отпечатано в типографии «Новое время»
428034, г. Чебоксары, ул. Мичмана Павлова, 50/1
Тел.: (8352) 41-27-98, 46-43-46