

среднем 49,8%. При этом мощности централизованной системы используются для обеспечения закачки воды на всех месторождениях СП Вьетсовпетро.

Таким образом, видно, что в связи с ростом объемов закачки воды, увеличивается загруженность централизованной системы. Тем не менее, на этот период имеется запас по мощности централизованной системы – блок модулей ППД-40000 и ППД-30000, и возможность регулирования объемов закачки воды, как по эксплуатируемым месторождениям, так и с учетом вновь вводимых в разработку перспективных участков и структур.

ЭЛЕКТРООБЕСПЕЧЕНИЕ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ АНАБАЙ КАЗАХСТАНА

А.А. Мамаев, Н.М. Космынина

Научный руководитель доцент Н. М. Космынина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Главным богатством республики Казахстан являются его полезные ископаемые. По предположениям ученых ведущих стран мира республика Казахстан находится на шестом месте в мире по запасам природных ресурсов. В республике Казахстан на данный момент известно 14 высокоперспективных бассейнов, которые расположены практически по всей ее территории, пока разведаны только 160 нефтяных и газовых месторождений, а запасы нефти, которые можно извлечь составляют 2,7 миллиарда тонн [3].

Чу-Сарысу́йский газоносный бассейн административно располагается на территории Южно-Казахстанской и Жамбылской областей и включает в себя единственную в республике чисто газоносную область средне-верхнепалеозойского газонакопления. Одно из первых газовых месторождений Ушарал-Кемпыртобе в Чу-Сарысу́йском газоносном бассейне было разработано в 1962 году. В дальнейшие годы были разработаны месторождения: Северный Ушарал (1970 г.), Айракты (1971 г.), Придорожное (1972 г.), Амангельды (1975 г.), Орталык (1976 г.), Малдыбай (1977 г.), Анабай (1979 г.), Западный Опак (1980 г.) и другие.

Газовое месторождение Анабай расположено в Мойынкумском районе Жамбылской области, в 175 км. к северу от г. Жамбыл; энергообеспечение месторождения осуществляется от конденсационной электростанцией (КЭС) Жамбылской ГРЭС.

КЭС является энергетическим комплексом, состоящим из восьми основных систем: котельная установка; паротурбинная установка; топливное хозяйство; система золоудаления, очистки дымовых газов; электрическая часть; техническое водоснабжение (для отвода избыточного тепла); система химической очистки и подготовки воды [1]. Структурная схема электрической части Жамбылской ГРЭС приведена на рисунке 1.

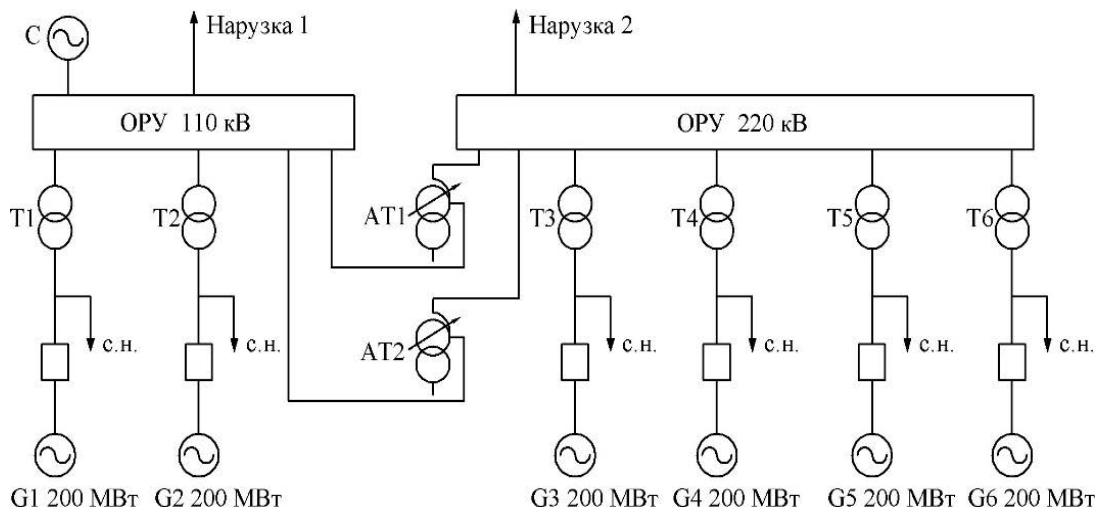


Рис.1 Структурная схема Жамбылской ГРЭС

На электростанции установлено шесть турбогенераторов G1, G2, G3, G4, G5, G6. типа ТГВ-200.

В турбогенераторах создается трёхфазный, электрический ток напряжением 15,75 кВ.

Номинальная мощность каждого турбогенератора 200000 кВт, номинальный ток ротора 1786 А, номинальный ток статора 8630 А [2]. Генератор ТГВ-200 имеет непосредственное водородное охлаждение обмоток статора и ротора. Давление водорода в корпусе поддерживается 0,2-0,4 Мпа.

Турбогенераторы ТГВ-200 имеют тиристорную систему возбуждения. Данная система является системой самовозбуждения, основные ее элементы - это две группы полупроводниковых преобразователей: неуправляемые и управляемые вентили, трансформатор силового компаундирования и выпрямительный трансформатор. Неуправляемые вентили получают питание от силового трансформатора компаундирования, вторичные токи которого пропорциональны току статора генератора, управляемые вентили получают питание от выпрямительного трансформатора, вторичное напряжение которого зависит от напряжения генератора.

Литература

1. Официальный сайт Жамбылской ГРЭС им Т.И. Батурова URL: <http://zhgres.kz/>, (дата обращения 02.02.16).
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 4-е изд., стер.- Екатеринбург: АТП, 2015. – 648 с.: ил..
3. Справочник: Месторождения нефти и газа Казахстана, Алматы, 2007; –304 с.

ПРОТЕКТОРНАЯ ЗАЩИТА ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

А.А. Мильке

Научный руководитель доцент О.С. Чернова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ причин отказов и аварий нефтегазовых сооружений свидетельствует о преобладающем влиянии коррозионного фактора. Так, в нефтегазовой промышленности при эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов до 95 % отказов происходит по причине коррозионных повреждений [2] (таблица).

Таблица

Статистика отказов оборудования нефтегазовых систем

Система	Вид отказа				
	Коррозия, %	Брак строительно-монтажных работ, %	Брак материалов, %	Механические повреждения, %	Нарушение режима эксплуатации, %
Нефтепроводы	70	15	2	10	3
Газопроводы	36,7	10	13,3	13,9	26,1
Внутрипромысловые трубопроводы	95	2,8	0,8	0,6	0,8

В современных экономических условиях нефтяные компании эксплуатируют оборудование и трубопроводы до их полного выхода из строя, поэтому знание причин отказов, а именно – причин коррозии, и методов предотвращения отказов и их своевременного мониторинга является неотъемлемой частью экономической политики нефтяных компаний [4].

Несмотря на появление на рынке нефтепромысловых услуг России трубопроводов из неметаллических материалов и труб с внутренним покрытием, основной объем строительства трубопроводов выполняется из стальных труб. Стальные трубы, обладая комплексом полезных свойств, имеют один существенный недостаток – они подвержены коррозии, что приводит к нарушению целостности трубопроводов в процессе их эксплуатации [3].

Для того чтобы затормозить коррозионный процесс, необходимо повлиять либо на свойства металла, либо на свойства среды, транспортируемой по трубопроводу. Методы, которые основанные на изменении защитных свойств металла являются наиболее эффективными методами. Несмотря на это, нередко предпочтительнее изменить свойства коррозионной среды или же применить комбинированные способы защиты с экономической точки зрения [1].

На данный момент для защиты промысловых трубопроводов от коррозии используются трубопроводы с внутренним покрытием и ингибиторная защита. Оба эти метода достаточно затратные и нефтедобывающими предприятиями ведется постоянный поиск путей оптимизации защиты трубопроводов от коррозии. Один из вариантов – использование протекторной защиты (рисунок).

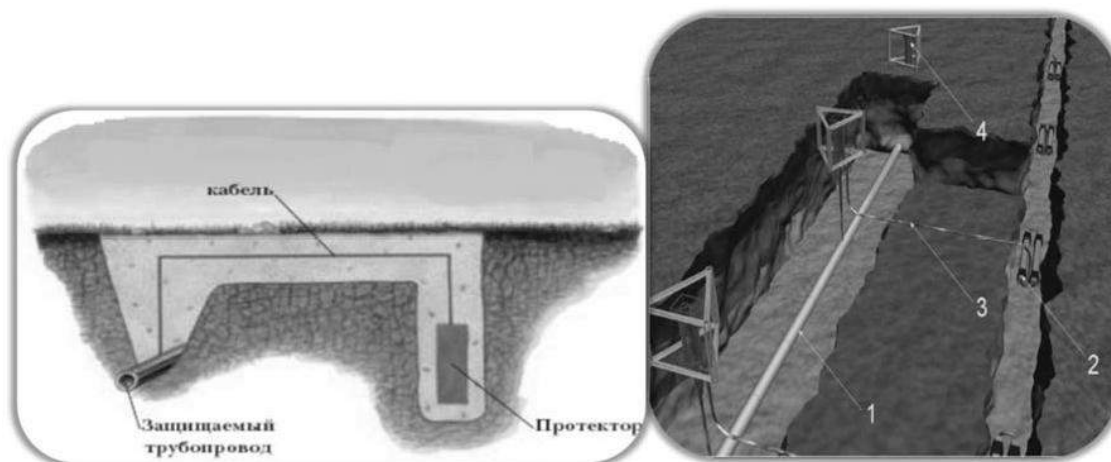


Рис. Схема протекторной защиты: 1 – трубопровод; 2 – протекторная установка; 3 – кабель; 4 – КИП[5]