

Литература

1. Tarek Ahmed. Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. – Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 2007. – 562 p.
2. Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 56 с.

АНАЛИЗ РАБОТОСПОСОБНОСТИ СИСТЕМЫ НАСОСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БЕЛЫЙ ТИГР (ВЬЕТНАМ) В 2014 ГОДУ

Льонг Ван Фо

Научный руководитель профессор Ю.В. Савиных

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение Белый Тигр расположено на южном шельфе СР Вьетнама в блоке 09-1 в 120 км к юго-востоку от города-порта Вунгтау. На данном месторождении, выделено четыре эксплуатационных объекта в отложениях нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена, а также в гранитоидных породах фундамента. Каждый выделенный эксплуатационный объект в осадочном чехле представляет собой многопластовые залежи, объединенные в несколько продуктивных горизонтов. Интенсификация добычи нефти на этом месторождении осуществляется в основном путем закачки морской воды с помощью системы поддержания пластовой давления (ППД) через нагнетательные скважины.

Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин месторождения Белый Тигр по состоянию на 01.01.2014 г. представлен в таблице 1.

Таблица 1

Эксплуатационный нагнетательный фонд месторождения Белый Тигр по состоянию 01.01.2014 г.

Объект закачки воды	Нижний Миоцен	Верхний Олигоцен	Нижний Олигоцен	Фундамент	Итого
Количество нагнетательных скважин	15	2	11	21	49

С применением системы ППД СП Вьетсовпетро осуществило закачку воды близкую к плановому заданию. Плановые и фактические объемы закачки воды в нагнетательные скважины за 2014 г. представлены на рисунке 1.

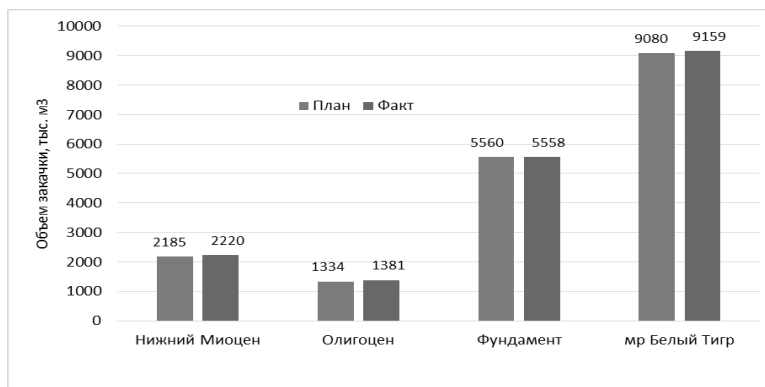


Рис. 1 Сравнение плановых и фактических объемов закачки воды на месторождении Белый Тигр в 2014 г.

В 2014 г. на месторождении Белый Тигр планировалось закачать 9080 тыс. м³ подготовленной воды, фактически закачано 9159 тыс. м³ (выполнение плана составляет 100,9 %). Выполнение плана по нижнему миоцену – 101,6 %, по олигоцену – 103,5 %, по фундаменту – 99,9 %.

Основное насосное оборудование централизованной системы ППД находится на месторождении Белый Тигр и имеет следующие комплексы:

- МСП–ППД – 40000 в районе ЦТП-2, состоящая из четырех модульных блоков БМ-10 000 с общей производительностью 40 000 м³/сут, при давлении на выкиде насосов 250 атм. Коэффициенты эксплуатации модулей в 2014 г. соответственно составили 0,51; 0,66; 0,68; 0,63;

- МСП–ППД – 30000 в районе ЦТП-3, состоящая из трех модульных блоков БМ-10 000 производительностью 10 тыс. м³/сут каждый, с давлением на выходе насосов 250 атм. Коэффициент эксплуатации модулей в 2014 г. соответственно составил 0,67; 0,65; 0,67;

- модульная установка БМ-5000, расположенная на МСП-8 в 2014 г. демонтирована.

Основные характеристики насосно-силового оборудования системы ППД месторождения Белый Тигр на 01.01.2014 г. представлены в таблице 2.

Таблица 2

Характеристики насосно-силового оборудования системы ППД месторождения Белый Тигр на 01.01.2014г.

№	Место установки	Тип	Количество	По паспорту		Коэффициент эксплуатации
				Давление на выходе насоса, МПа	Производительность Q, м ³ /сут	
Блок-модули централизованной системы						
1	МСП-ППД	БМ-1	1	25,0	10000	0,51
2	МСП-ППД	БМ-2	1	25,0	10000	0,66
3	МСП-ППД	БМ-3	1	25,0	10000	0,68
4	МСП-ППД	БМ-4	1	25,0	10000	0,63
Итого по БМ 40000			4	25,0	40.000	0,62
5	МСП-ППД	БМ-1	1	25,0	10000	0,67
6	МСП-ППД	БМ-2	1	25,0	10000	0,65
7	МСП-ППД	БМ-3	1	25,0	10000	0,67
Итого по БМ 30000			3	25,0	30.000	0,66
8	МСП-8	БМ 5000	демонтаж			
Всего по БМ			8	25,0	75.000	

Проведен расчет загруженности централизованной системы ППД на основе сравнения фактической суточной закачки воды (с помощью централизованной системы на всех месторождениях) и максимально возможной суточной производительности централизованной системы ППД месторождения Белый Тигр по итогам 2014 г. При этом рассмотрена максимально возможная производительность централизованной системы ППД (потенциальная мощность). Также в расчет внесены поправки на коэффициент использования потенциальной мощности блок-модулей (фактический $K_{исп}$), с которым эти блоки работали в течение отчетного года (средний $K_{исп} = 0,76$ для БМ-30000 и средний $K_{исп} = 0,70$ для БМ-40000). Соответственно, коэффициент загрузки централизованной системы определяется с учетом фактической средней суточной закачки за рассматриваемое время работы по отношению к расчетной потенциальной мощности с учетом ее среднего коэффициента использования.

Общий средний коэффициент использования потенциальной мощности БМ-30000 и БМ-40000 в 2014 г. составил 72,7 % против 70 % в прошлом году. Это объясняется необходимостью увеличения используемой мощности блок-модулей для обеспечения большей закачки воды с целью ППД в 2014 г. (фактическая закачка 11875,6 тыс. м³) по сравнению с объемами закачки в 2013 году (фактическая закачка 10204,3 тыс. м³). Параметры эксплуатации централизованной системы ППД представлены на рисунке 2.

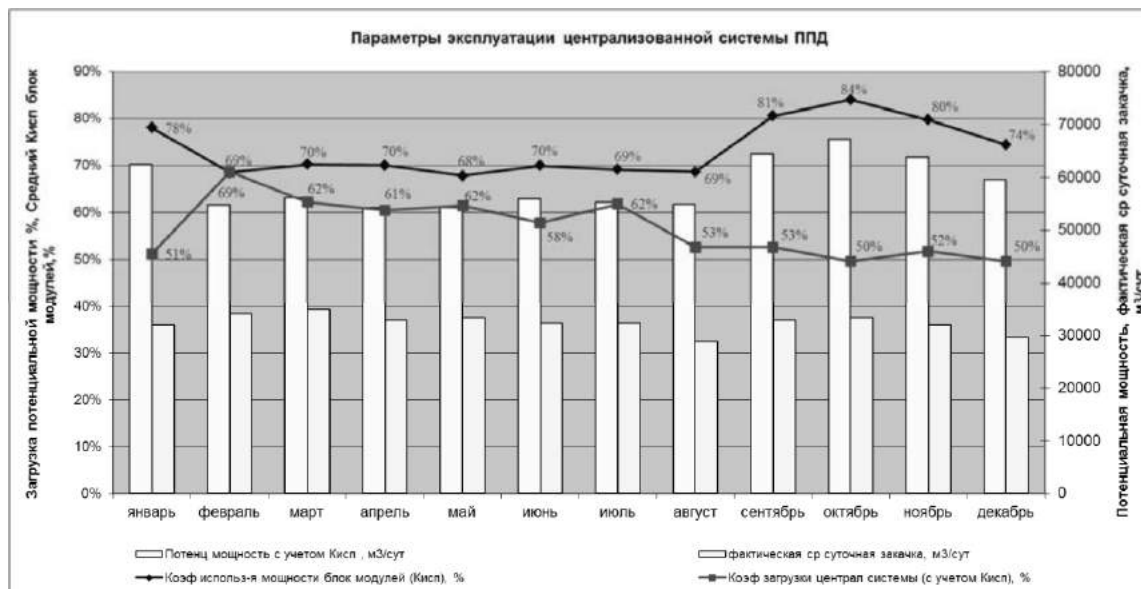


Рис.2 Сравнение суточной потенциальной производительности всей централизованной системы ППД и фактической суммарной среднесуточной закачки в 2014 г.

Расчет показал, что фактическая среднесуточная закачка с помощью централизованной системы в 2014 году составляла в среднем по месяцам 57,9 % от потенциальной мощности блок модулей ППД-40000 и ППД-30000 с учетом фактического коэффициента использования их потенциальной мощности, т.е. коэффициент загрузки централизованной системы составил в среднем в 2014 г. 57,9 %. В прошлом году он составлял в

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-Сарысуйский 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-Сарысуйском газоносном бассейне было разработано в 1962 году. В дальнейшие годы были разработаны месторождения: Северный Ушарал (1970 г.), Айрақты (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.

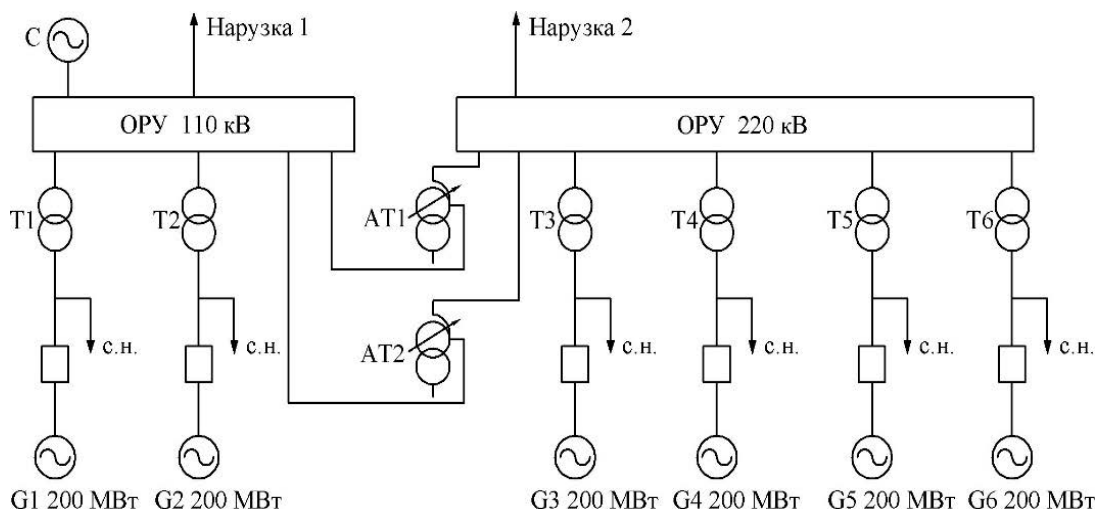


Рис.1 Структурная схема Жамбылской ГРЭС

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.