

залежи изменяется со временем эксплуатации месторождения, также как и должны изменяться условия добычи. Нефтепромысловые работы должны подразумевать не только выработку запасов с целью получения быстрых доходов, но и профессиональное освоение месторождения, проведение исследований по добыче максимально возможного количества углеводородов, сохранение окружающей среды и внутренней системы залежи [2].

Сотрудничество государства и нефтедобывающих предприятий неотъемлемая часть успешного нефтедобывающего комплекса. В первую очередь необходимо думать о перспективности принимаемых решений, об ответственности за ведение разработки и разумную эксплуатацию месторождения.

Литература

1. Запывалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения//Нефтегазовая геология. Теория и практика. – Томск, 2011. – №3. – С. 1 – 11.
2. Запывалов Н. П. Нефтегазовый комплекс России: состояние и перспективы на XXI век//Георесурсы, – Казань, 2002. – № 1(9). – С. 32 – 35.
3. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие, – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2006. – 166с.
4. Кабушев А.А., Карабаева А. Применение микробиологических методов для повышения нефтеотдачи. – Тараз: Изд-во Таразского Государственного университета им. М.Х.Дулати, 2007. – 5 с.
5. ООО «Нефтехимгеопрогресс». Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. – Казань, – 2010. – 4 с.
6. ЗАО «Химеко-ГАНГ». Каталог технологий ЗАО «Химеко-ГАНГ», 2008. – С. 1 – 74.
7. «Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В.». Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России. – 2013. – 24 с.
8. «Шелл Интернешнл Эксплорейшн энд Продакшн Б. В.» – Гаага, Нидерланды, – 2012. – 32 с.

ПОДГОТОВКА ПРОДУКЦИИ СРЕДНЕТЮНГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ))

Д.С. Борисов

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Топливо-энергетическая отрасль является ключевой как для всего мирового хозяйства, так и для каждой национальной экономики в отдельности. Для России ТЭК также играет значимую роль, особенно на современном этапе развития. Принимая во внимание разнообразие направлений ТЭК, следует особенно выделить его газовую составляющую. На долю России приходится 30,7% объемов мировых запасов газа. Ожидается, что до 2025 г. объемы добычи газа удвоятся. При этом более 60% всей добычи газа в РФ будет сосредоточено в районах Крайнего Севера [1].

Подготовка газа Среднетюнгского месторождения в настоящее время осуществляется методом трехступенчатой низкотемпературной сепарации (НТС) с охлаждением газа за счет использования избыточного, по сравнению с газопроводом, давления на входе в установку. Продукцией установки комплексной подготовки газа (УКПГ) является осушенный газ с точной росы по воде и углеводородам в соответствии с требованиями ОСТ 51.40-93, который после низкотемпературного сепаратора отправляется потребителям в газопровод, и конденсат, удовлетворяющий требованиям ОСТ 51.65-80, стабилизированный методом дезанизации.

Согласно проекта обустройства Среднетюнгского ГКМ, в низкотемпературном сепараторе необходимо поддерживать давление 7,36 МПа и температуру -29,84 °С.

Для максимального извлечения углеводородного конденсата из газов разных оптимальны давления: 3–5 МПа, 4,5 – 5 МПа, 5 – 6 МПа и 5,5 – 6,5 МПа [2]. Подчеркнем, что указанные значения давлений сепарации были установлены для газов с отличающимися составами и для разных условий как экспериментально, так и расчетным путем с использованием моделирующих программных комплексов. При этом в одних случаях исследовался выход стабильного конденсата, в других – нестабильного, температуры сепарации также несколько различались. В связи с этим целесообразно установить, какое давление НТС является оптимальным с точки зрения эффективной эксплуатации УКПГ.

Целью данной работы является повышение степени извлечения C₃+высшие из сырья в нестабильный конденсат за счет оптимизации технологического режима низкотемпературного сепаратора. Для реализации этой цели использовали метод технологического моделирования, реализованного в специальной компьютерной программе Aspen HYSYS [3]. На основании данных технологического регламента работы аппаратов, зная характеристику исходного сырья, его компонентный состав, расход, давление и температуру входа на УКПГ в программе Aspen HYSYS была смоделирована технологическая схемы подготовки газа методом низкотемпературной сепарации (рис.1).

На этапе расчетных исследований были исследованы зависимости выхода нестабильного конденсата от давления сепарации, выхода метана и этана, пропан-бутанов и C₅+высшие в нестабильный конденсат от давления сепарации (рис.2).

Наибольшая степень извлечения нестабильного конденсата наблюдается при давлении 4,5 МПа, пропан-бутанов наблюдается при давлении 4,5–5 МПа, метана и этана при давлении 5 – 5,5 МПа.

Для текущего состава пластового флюида рекомендуем принять давление в низкотемпературном сепараторе 4,5 МПа.

Результат сравнительного анализа подготовки газа по технологии НТС в зависимости от давления представлен в таблице 1.

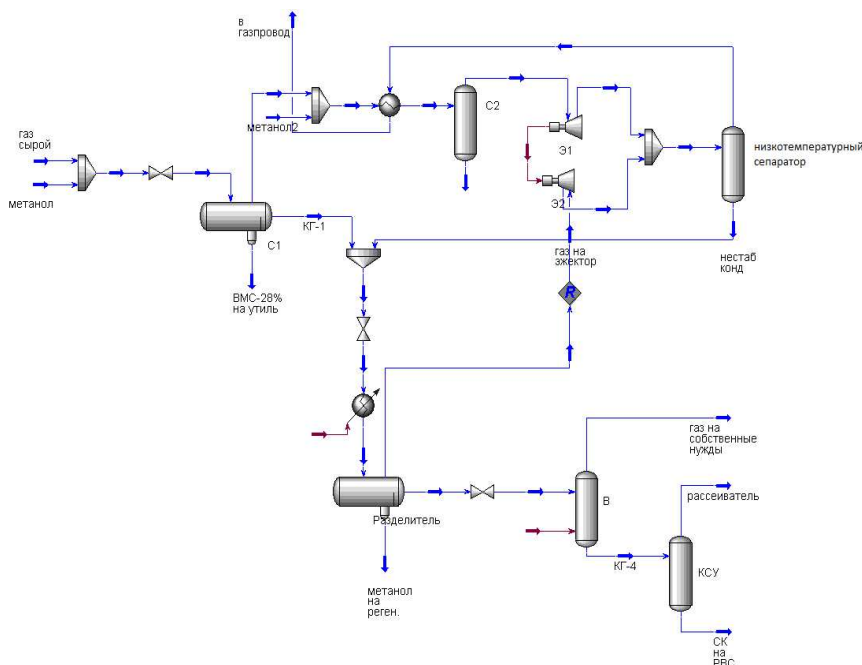


Рис. 1 Моделирующая технологическая схема подготовки газа и газоконденсата методом НТС: С1, С2 – сепараторы; Э1-Э2 – эжектор; В – выветриватель; КСУ - конечная сепарационная установка

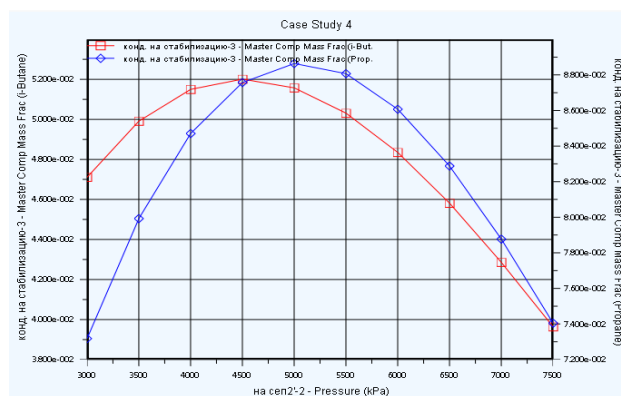


Рис. 2 Изменение выхода пропана и бутанов в нестабильный конденсат в зависимости от давления сепарации при температуре $-29,84\text{ }^{\circ}\text{C}$

Таблица 1

Характеристика нестабильного конденсата в зависимости от давления в низкотемпературном сепараторе

Компонент	Состав, мольн. д.		Расход, кг/ч	
	P=7,36 МПа	P=4,5 МПа	P=7,36 МПа	P=4,5 МПа
Метан	0,153	0,148	15496	20190
Этан	0,068	0,095	12934	24218
Пропан	0,077	0,140	21604	52258
и-бутан	0,029	0,054	10700	26608
н-бутан	0,043	0,076	15913	37417
С5+высшие	0,581	0,438	441242	446741
Σ С3+высшие	0,624	0,708	489459	563024

Нестабильный конденсат, полученный при давлении сепарации $P=4,5$ МПа, характеризуется значительно более высоким содержанием C_3+ высшие.

Литература

1. Гриценко А.И., Истомина В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – С. 375 – 397.
2. Цветков Н.А. Подготовка продукции валанжинских залежей Уренгойского месторождения. Газовая промышленность, 2007. – № 2. – С.74 – 77.
3. HYSYS. Руководство пользователя, Aspen Tech, 2006.

ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНОСТИ И АНАЛИЗ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРИ РАСЧЕТЕ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА

И.В. Бородич

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

На сегодняшний день отсутствует единая утвержденная методика расчета дебита горизонтальной скважины с множественным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). Как следствие этому возникают значительные неопределенности в расчете продуктивности скважины. Поэтому поиск и развитие методики является актуальным направлением.

В работе рассмотрено месторождение Томской области за период разработки, фонд которого представлен наклонно-направленными скважинами, отмечаются низкие уровни добычи. Низкие уровни добычи приводят к экономической неэффективности дальнейшего разбуривания проектных кустов. В качестве решения данной проблемы предлагается изменение технологии заканчивания на горизонтальное. Однако, обращаясь к геологии месторождения, сделаны выводы о том, что бурение скважины не оправдано, из-за большой потери эффективной длины горизонтальной секции: в геологическом строении отмечается наличие перемычки, которая нарушает гидродинамическую связь двух отдельных маломощных пропластков. В сложившейся ситуации для снятия рисков недостижения проектного дебита, приобщения всей продуктивной мощности, а также создания нескольких высоко проводимых каналов необходимо и целесообразно применение технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта.

Следовательно, после принятия решения о смене технологии, возникает вопрос: какой будет дебит скважины? Существует множество аналитических моделей описывающих динамику притока к горизонтальной скважине с МГРП. На основе опыта компаний в области исследования МГРП, для оценки продуктивности были выбраны модели Li, Guo и Yuan'a [1,2,3] в силу простоты применения и отличительных особенностей.

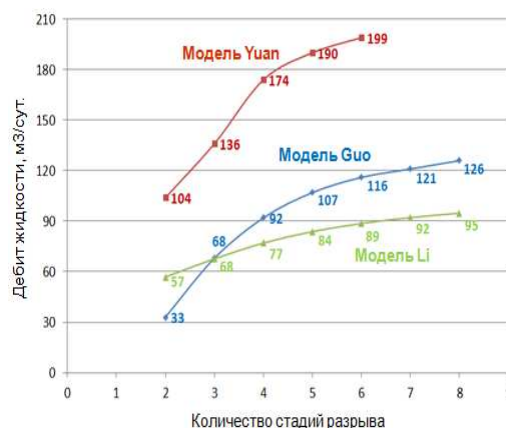


Рис. 1 Зависимость дебита жидкости от количества стадий разрыва

Итак, по результатам расчетов рекомендовано использование модели Li, модель показывает сравнительно низкий дебит относительно других моделей. Однако после бурений нескольких скважин и учета новых данных, возможно, потребуется ее корректировка, либо замена на более подходящую (работа ориентирована на 4 стадии).

При расчете прогнозного дебита горизонтальной скважины с МГРП возникают различные неопределенности геологического и технологического характера, которые влияют на продуктивность скважины и требуют количественной оценки.