

Литература

1. Выбор технологии и тампонажных материалов при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважинах / С.А. Рябокони, С.В. Усов, В.А. Шумилов, Г.Р. Вагнер, В.Г. Уметбаев // Нефтяное хозяйство. – 1989. - №4. – С. 47-53.
2. Демахин А., Г Демахин С.А. Селективный методы изоляции водопритоков в нефтяные скважины. – Саратов: Изд-во ГОС УНЦ “Колледж”, 2003 г. – 167 с.
3. Клещенко И.И., Григорьев А.В., Телков А.П. Изоляционные работы при закачивании и эксплуатации нефтяных скважин. – М.: Недра, 1998. -267 с.
4. Салимов М.Х. Особенности водоизоляции скважин на поздней стадии разработки. Обзорная статья, 2002 г. [Электронный ресурс]/Материалы сайта <http://msalimov.narod.ru>.
5. Филин В.В. Потокотклоняющие технологии. Теория и практика. – М.: Изд-во “Спутник+”, 2009. – 124 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ЭФФЕКТА ДЕТАНДИРОВАНИЯ ОТ СОСТАВА ГАЗА,  
ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ СЫРЬЯ**

**А.Р. Гатиятов**

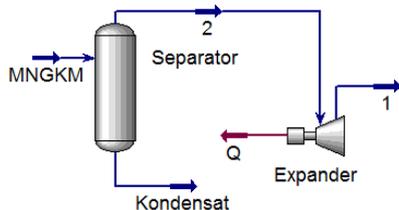
Научный руководитель – доцент Л.В. Шишмина

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

Низкотемпературная сепарация – одна из самых эффективных технологий подготовки природного газа. Сегодня широко обсуждается совершенствование данной технологии. Применение турбодетандерных агрегатов позволило повысить эффективность низкотемпературной сепарации, что увеличило извлекаемость ценных для химической технологии компонентов.

Одной из проблем Мыльджинского УКПГК, где используется турбодетандерная технология понижения температуры газа, является непостоянство состава сырья. Исходным сырьем установки является пластовый газ Мыльджинского газоконденсатного месторождения (МГКМ), пластовый газ Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения (СВГКМ), попутный нефтяной газ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) и попутный нефтяной газ Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (СОНГКМ). Различный состав газа, преобладание какого-либо из сырья ведет к смене режима установки, что неблагоприятно сказывается на работу всей установки, которая включает в себя и установку деэтанзации и стабилизации конденсата (УДСК). Целью данной работы является анализ влияния состава газа, давления и температуры сырья на эффект детандирования.

В данной работе в программном комплексе Aspen HYSYS [1] были смоделированы процессы низкотемпературной сепарации с различным составом газа (рисунок 1). К ним относятся сырьё Мыльджинского УКПГ, газ Западно-Таркосалинского газового промысла (ЗПП) и газ Каспийского шельфа [2] (таблица).



*Рис. 1 Моделирующая схема процесса низкотемпературной сепарации газа*

*Таблица*

*Состав сырого газа, % об.*

Промысел	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	и-С <sub>4</sub>	н-С <sub>4</sub>	и-С <sub>5</sub>	н-С <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	He
1	97,78	0,65	0,26	0,07	0,07	0,03	0,03	0	0	1,07	0,04	0
2	85,16	7,15	2,64	0,43	0,72	0,42	0,40	0	0	2,87	0,18	0,03
3	88,54	2,98	2,03	0,58	0,73	0,31	0,28	0,34	0,55	2,96	0,70	0
4	80,51	5,10	5,70	1,87	2,14	0,58	0,47	0,23	0,06	2,48	0,85	0
5	81,56	5,02	3,93	1,18	1,29	0,54	0,42	0,49	1,39	3,49	0,69	0
6	78,71	6,94	5,73	1,50	2,09	0,53	0,45	0,13	0,01	1,30	2,61	0

В данной работе были проведены исследования эффекта детандирования в зависимости от состава газа в выбранном диапазоне давлений и температур (рисунки 2, 3). Под эффектом детандирования понимается изменение температуры газа на единицу изменения давления и измеряется в °С/МПа. Наиболее сильный эффект детандирования наблюдается у более сухого газа Западно-Таркосалинского месторождения. Затем наблюдается аналогичность для газоконденсатных месторождений (Мыльджинское и Северо-Васюганское). Наиболее низкий эффект детандирования у попутного нефтяного газа (Казанское и Северо-Останинское месторождения). Прослеживается зависимость, что более сухой газ имеет больший эффект детандирования. Затем, средний эффект наблюдается для газа газоконденсатных месторождений и низкий у попутного нефтяного газа. Для выбранных

диапазонов давлений наблюдается тенденция к увеличению эффекта детандирования с уменьшением входного давления (при условии, что во всех случаях перепад давлений на детандере одинаков и равен 1,19 МПа). Для газа ЗТГП при входной температуре минус 5°С и давлении 6 МПа коэффициент детандирования равен 11,2 °С/МПа, а при давлении 3 МПа – почти в два раза выше и составляет 22,2 °С/МПа. Данная зависимость прослеживается и для других газов. Причиной этого является то, что на величину эффекта детандирования оказывает влияние множество различных характеристик газа, таких как теплоемкость газовой и жидкой фаз и теплота конденсации компонентов [3].

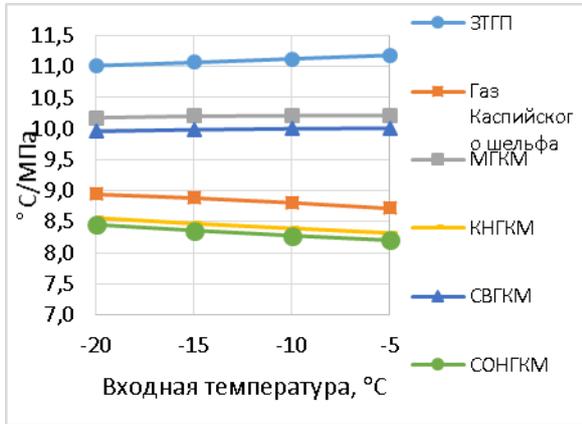


Рис. 2 Зависимости эффекта детандирования от состава газа при входном давлении 6 МПа

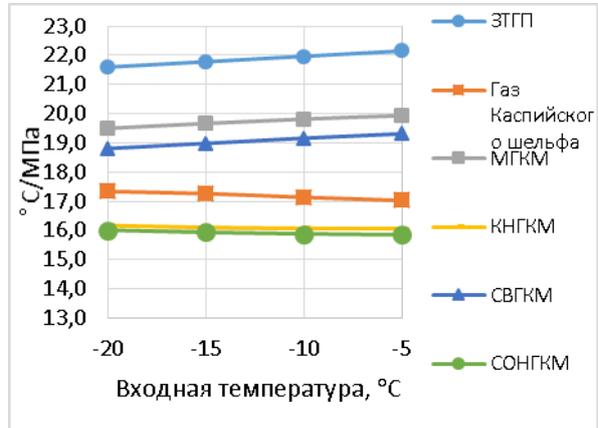


Рис. 3 Зависимости эффекта детандирования от состава газа при входном давлении 3 МПа

Кроме того, для различных газов наблюдается различная тенденция поведения эффекта детандирования при изменении температуры газа на входе в детандер. Для газов газовых и газоконденсатных скважин по мере снижения температуры наблюдается уменьшение эффекта детандирования, а для попутных нефтяных газов – увеличение эффекта детандирования (рисунок 4 и 5).

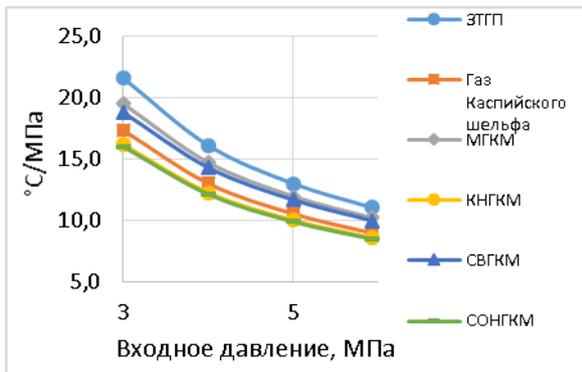


Рис. 4 Зависимости коэффициента детандирования от входного давления при входной температуре минус 20°С

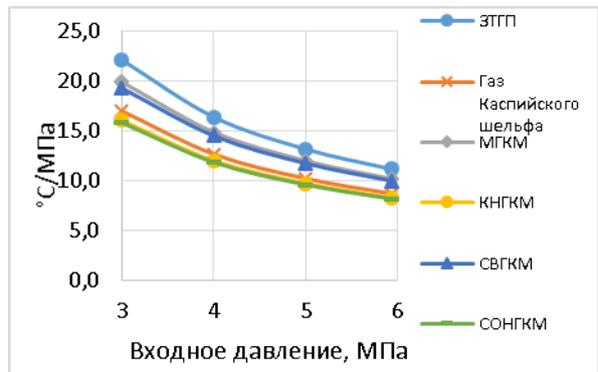


Рис. 5 Зависимости коэффициента детандирования от входного давления при входной температуре минус 5°С

Таблица 2

Зависимость точки росы по углеводородам осушенного газа от входного давления при начальной температуре минус 20°С

Давление	6 МПа	5 МПа	4 МПа	3 МПа
	Точка росы по УВ, °С			
ЗТГП	-33,1	-35,4	-39,2	-45,7
Газ Касп. шельфа	-30,6	-32,5	-35,5	-40,6
МГКМ	-32,1	-34,2	-37,5	-43,2
КНГКМ	-30,2	-31,9	-34,6	-39,2
СВГКМ	-31,9	-33,9	-37,0	-42,4
СОНГКМ	-30,1	-31,8	-34,4	-39,1

Таким образом, работа доказала: при подготовке газов газовых и газоконденсатных месторождений по технологии низкотемпературной сепарации эффективнее проводить детандирование сырья при пониженных давлениях. В этом случае эффект детандирования может быть в два раза выше, и достигаемая температура точки росы по углеводородам при этом ниже (таблица 2). Однако экономически неоправданно размещать ДКС после

УКПГ из-за низкого давления газа на всасе газоперекачивающих агрегатов, так как потребуется ввод сразу нескольких ступеней компримирования газа, и, как следствие, огромные капитальные затраты. Поэтому целесообразнее размещать ДКС «в голове» технологической нитки, что подтверждают и другие авторы [2, 4].

#### Литература

1. HYSYS. Руководство пользователя, Aspen Tech, 2014.
2. Гриценко А.И., Истомина В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 1999. – 450 с.
3. Елизарьева Н.Л. Анализ влияния характеристик газа на эффективность узла редуцирования. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2015, №4(102), 178–186.
4. Колокольцев С.Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография. – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.

### **ОСОБЕННОСТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАРБОНАТНЫЕ ПЛАСТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**С. Ю. Глушков**

Научный руководитель – старший преподаватель Ю.А. Максимова  
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

С разработкой палеозойских отложений связано немало трудностей: проблемы с отбором керна, сложный тип коллектора, что приводит к ошибкам в моделировании ФЕС, кавернозность пород, ведущая к затяжкам, прихватам бурового инструмента, высокое содержание парафинов и смол и другое. В данной статье приведён общий обзор проблем, с которыми сталкивается недропользователь при разработке залежей в карбонатных пластах палеозоя, а также используемые перспективные пути их решения.

На данный момент используется широкий спектр технологий, которые призваны сделать добычу углеводородов из подобных коллекторов проще, дешевле и интенсивнее. Применяются воздействия различного характера: механические, тепловые, химические, электромагнитные.

Физико-химическое воздействие на пласт с целью интенсификации добычи полезных ископаемых должно проводиться согласно свойствам пород, слагающих пласт, а также флюидов, их насыщающих. Породы горизонта М<sub>1</sub> относят к коллекторам сложного типа, поскольку они имеют трехкомпонентную структуру пустотного пространства: субкапиллярные поры глинистого цемента, каверны и трещины. Основная часть пористости связана с кавернами и полостями выщелачивания, развитыми как вдоль поверхности трещин, так и внутри блоков породы. Микротрещины соединяют различные полости воедино.

Наличие нарушений сплошности породы вызывает сложности с отбором керна (малый вынос образцов, захват наименее проницаемой области пласта керном), а также с моделированием свойств пласта. Специфика коллекторов и ловушек обуславливает развитие в доюрских отложениях преимущественно залежей массивного, тектонически экранированного типа, тяготеющих к зонам повышенной трещиноватости. Фильтрационно-емкостные свойства пласта М<sub>1</sub> можно охарактеризовать следующими средними значениями (и интервалами их изменения): коэффициент пористости, Кп, в среднем, 1,5% (изменяется от 0,1 до 29,0%); коэффициент проницаемости Кпр, 1,58 (0,01–21,8) фм<sup>2</sup>; карбонатность пласта – 77,6 (0,4–100) %; объёмная плотность, 2,62 (1,74–3,01) г/см<sup>3</sup>. Газонефтяной и водонефтяной контакты в палеозойских залежах находятся на глубинах порядка 2900 - 3000 м соответственно.

Физико-химические свойства дегазированной нефти палеозойских отложений рассматриваются в средних значениях: по плотности - средняя (855 кг/м<sup>3</sup> при 20°C), малосернистая (содержание общей серы – 0,36 % масс.), высокопарафинистая – (содержание твердых парафинов 6,48 % масс.), малосмолистая (содержание смол силикагелевых 4,93 % масс.). Содержание асфальтенов равно 1,64 % масс. Температура начала кипения 78°C, выход легких фракций до 300 °С – 42 % об. Значение молярной массы нефти равно 230 г/моль. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С и 50 °С равна соответственно 18 мм<sup>2</sup>/с и 6 мм<sup>2</sup>/с. Динамическая вязкость в пластовых условиях составляет 0,6–0,45 мПа·с, в поверхностных условиях определена равной в среднем 17,9–5,95 мПа/с при t=20°C и 5,72–2,62 мПа/с при t=50°C.

При проектировании конструкции скважин, бурящихся под палеозойские отложения, важно учитывать наличие неустойчивых аргиллитов и углистых сланцев в нижнеюрских отложениях, предшествующих палеозойским отложениям; несовместимые условия бурения юрских и палеозойских отложений; наличие газовой шапки пласта М<sub>2</sub>; возможные поглощения в продуктивной толще при бурении и креплении. Для преодоления упомянутых сложностей на месторождениях Западной Сибири в качестве опытно-промышленных работ (далее - ОПР) предлагается применение технологии бурения горизонтальных скважин роторным способом на обсадных трубах [1]. В период ОПР рекомендуется проведение большеобъемных солянокислотных обработок (СКО), воздействий на пласт методом переменных давлений, глинокислотных обработок, обработки призабойной зоны пласта растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) [2], либо кислотных гидравлических разрывов пласта (ГРП) на пласты М<sub>1</sub> на новых скважинах, с предварительными лабораторными исследованиями по определению оптимальной концентрации кислоты. Анализ качества и технологии проведения ГРП показывает, что на месторождениях могут иметь успех агрессивные типы дизайнов, подразумевающие закачку больших масс пропанта при использовании программного обеспечения, моделирующего воздействие на пласт [3]. Последнее даст использовать весь потенциал пласта, эффективность процесса не будет прирастать всё менее высокими темпами с дальнейшим увеличением массы закачанного пропанта. Применение потокоотклоняющих технологий при разработке палеозойских залежей будет