

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ВАЛАНЖИНСКОГО ГАЗА ЯМБУРГСКОГО ГКМ

Зульфикаров А.

Научный руководитель доцент, к.т.н. Г.Т. Апасов

**Тюменский Индустриальный университет,
г. Тюмень, Россия**

Оценка эффективности промышленной технологии добычи и подготовки валанжинского газа основывается на анализе коэффициентов, дополнительным новым является обобщенный показатель - коэффициенты распределения компонентов и узких фракций добываемых флюидов по продуктам его промышленной подготовки - осушенному газу и нестабильному конденсату (доля отбора компонентов и фракций добываемого флюида в конденсат или газ).

Этот показатель рассчитывается по технологической модели УКПГ, адаптированной на основе результатов ее обследования по специальной методологии.

Коэффициенты распределения (или отборы) представляются как отношение в (абсолютных процентах) количества компонента (или узкой фракции) в одном из потоков (газе или конденсате) к количеству этого же компонента (или фракции) в добываемом флюиде.

Коэффициенты распределения характеризуют четкость разделения компонентов и фракций добываемого флюида по потокам газа и конденсата на каждом конкретном промысле. Зависят эти коэффициенты от применяемой промышленной технологии, состава добываемого флюида и термодинамических параметров в технологических аппаратах.

На основании расчета этих показателей определяются работы, проведение которых необходимо для повышения эффективности эксплуатации УКПГ.

Ключевые слова: Ямбургское месторождение, эффективность промышленной технологии, коэффициент распределения, функция отбора компонентов.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE EXTRACTION AND PREPARATION OF GAS VALENTINSTAG YAMBURGSKOGO GKМ

Efficiency evaluation of commercial extraction technology and the preparation valentinstag gas is based on the analysis of the coefficients, additional new is a generalized indicator - the distribution coefficients of the components and narrow fractions of produced fluids in the field - drained gas and unstable condensate (share of the selection of components and fractions of the produced fluid in the condensate or gas).

This indicator is calculated on technological models unit, adapted based on the results of its survey methodology.

The distribution coefficients (or selections) are presented as the ratio of the (absolute percentage) in the number of components (or small fractions) in one of the threads (gas or condensate) to the amount of the same component (or fraction) in the produced fluid.

The distribution coefficients characterize the separation efficiency of the components and fractions of the extracted fluid flows of gas and condensate at each specific fishery. These coefficients depend on the applied field of technology, composition of the extracted fluid and thermodynamic parameters in technological devices.

Based on the calculation of these indicators are determined by the work, which is necessary to enhance the operational efficiency of the unit.

Keywords: Yamburgskoye field, the efficiency of fishing technologies, the distribution coefficient, a function of the selection of components.

Ямбургское газоконденсатное месторождение расположено в заполярной части Западно-Сибирской равнины, на Тазовском полуострове.

Характерной особенностью территории месторождения является большая заозерность и заболоченность, особенно в центральной его части, и суровость климата. Большинство озер имеют термокарстовое происхождение.

Среднегодовая температура минус 24-26 °С. Температура воздуха зимой достигает минус 59 °С. Средняя летняя температура воздуха 6-9 °С. Осадков выпадает 300-350 мм в год, около 79 % из них приходится на летнее время. Среднегодовая скорость ветра 5-7 м/с, а максимальная превышает 40 м/с. Вскрываются реки от льда в первой половине июня, ледостав начинается в октябре. В ноябре возможно безопасное передвижение гусеничного транспорта (рисунок 1).

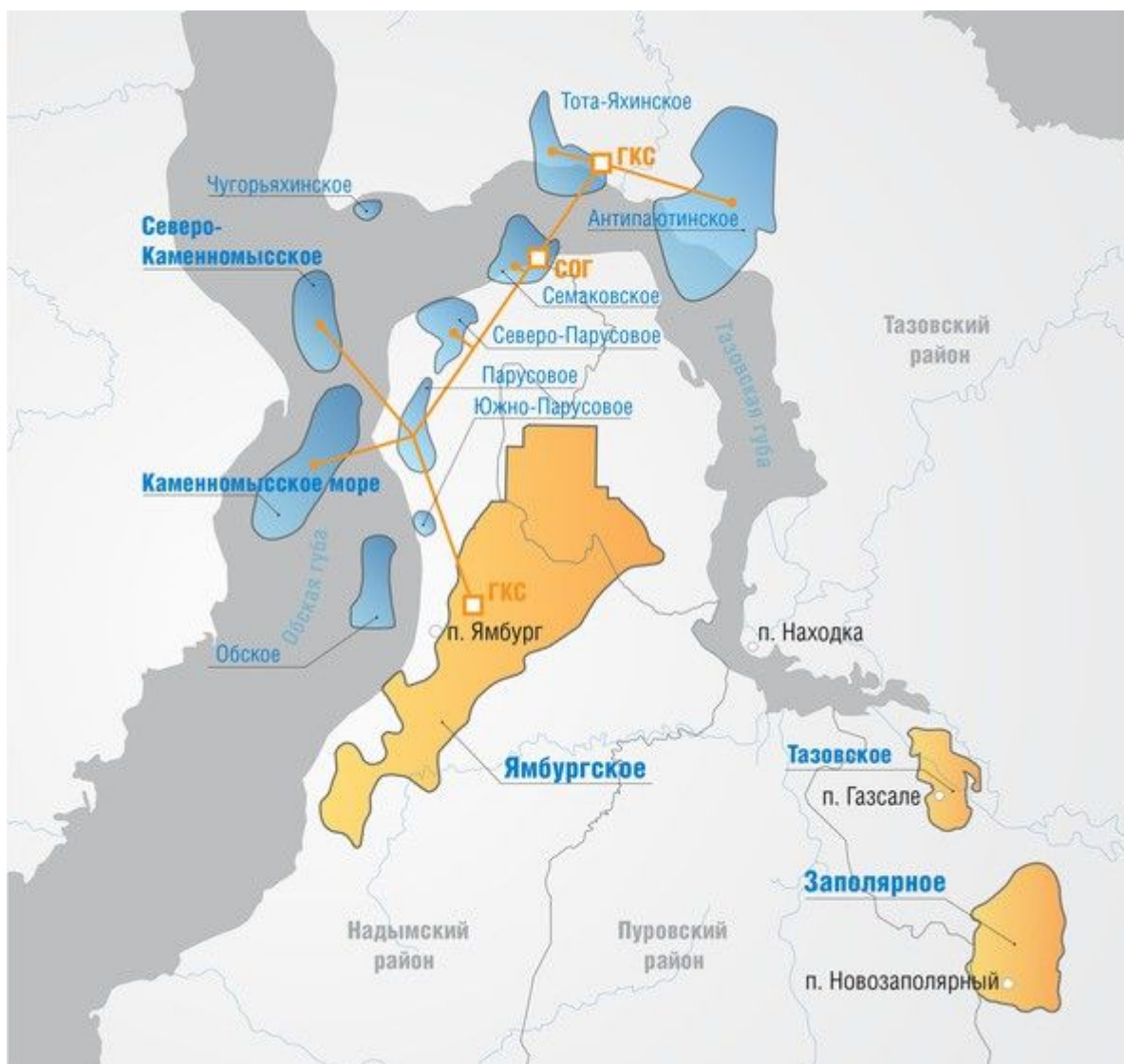


Рис. 1 Обзорная карта расположения Ямбургского газоконденсатного месторождения

Суровые природно-климатические условия делают район труднодоступным для освоения. Основное население ханты, ненцы, русские и другие, плотность – 1 человек на 6 км². Коренные жители занимаются оленеводством, пушным и рыбным промыслом. С развитием геологоразведочных работ население постоянно увеличивается за счет приезда из других районов.

Территория Ямбургского месторождения относится к южной части северной геоэкологической зоны. Отличается почти повсеместным, сплошным распространением

низкотемпературных многолетнемерзлых пород практически на всех геоморфологических условиях.

Преобладает сливающийся тип многолетней мерзлоты. Глубина слоя сезонного протаивания от 0,3 до 1,5 м. в пределах месторождения. В качестве одного из ведущих вариантов использования вод должно являться создание искусственных водоемов глубиной не менее 5-6 м, что исключит их возможное промерзание. Реальными источниками могут являться таликовые зоны в долинах рек (например р. Таб-Яха).

Месторождение открыто в 1963 г. Тюменским геологическим управлением. Первая поисковая скважина № 2 заложена в 1969 г. в присводовой части поднятия. При испытании сеноманских отложений в интервале 1167...1184 м был получен фонтан природного газа дебитом 2015 тыс. м³/сут. С 1969 по 1973 гг. на месторождении была пробурена 21 скважина. Выявлены залежи газоконденсата в трех пластах (БУ 3/1, БУ 4/1-3, БУ 8/3). Дебиты газа достигали 611,11 тыс. м³/сут. на 20,0 мм. диафрагме.

Разрез осадочных пород вскрыт до глубины 3550 м и представлен отложениями меловой, палеогеновой и четвертичной систем. В нижнемеловых отложениях выделяются мегионская (валанжин), вартовская (верхний валанжин-баррем) и покурская (сеноман) свиты. В 1973...1977 гг. продолжалась доразведка сеноманской залежи. За этот период на площади были пробурены 7 скважин, а также одна глубокая скважина № 102 для изучения неокомских отложений. Бурением этих скважин было уточнено строение сеноманской залежи в северном и северо-восточном направлениях, а также подтверждено продолжение залежи в юго-западном направлении (скважины № 28, 31).

Промышленная разработка Ямбургского газоконденсатного месторождения связана с сеноманскими и валанжин-барремскими отложениями.

На Ямбургском месторождении впервые была использована централизованная система обустройства, когда вместо трёх установок комплексной подготовки газа используются одна УКПГ и две установки предварительной подготовки газа (УППГ). Это позволило сэкономить значительные средства и ускорить ввод месторождения в эксплуатацию.

В 1986 году на Ямбургском месторождении была запущена первая УКПГ, обрабатывающая валанжинский газ методом низкотемпературной сепарации.

Оценивая эффективность промысловой технологии на Ямбургском месторождении был рассмотрен новый обобщенный показатель – коэффициент распределения компонентов (коэффициент отбора компонентов – КО) и узких фракций добываемых флюидов по продуктам его промысловой подготовки – осушенному газу и нестабильному конденсату (доля отбора компонентов и фракций добываемого флюида в конденсат или газ). Данный показатель довольно просто рассчитывается по технологической модели УКПГ.

Коэффициенты распределения (или отборы) рассчитываются как отношение в (абсолютных процентах) количества компонента (или узкой фракции) в одном из потоков (газе или конденсате) к количеству этого же компонента (или фракции) в добываемом флюиде (формула 1).

$$K_{ik} = \frac{G_{ik} * 100}{\sum G_{ik}}, \quad (1)$$

где K_{ik} - коэффициент отбора i -го компонента (узкой фракции), поступающего в составе сырья, в k -тый продукт в % масс;

G_{ik} - массовый расход i -го компонента (узкой фракции), в k -том продукте, в кг/час (эквивалентна сумме массовых расходов i -го компонента в поступающих сырьевых потоках).

Кривая, характеризующая зависимость КО от температур кипения – функция отбора компонентов (ФОК), имеет определенный вид, практически не изменяющийся для одного и того же УКПГ при постоянном составе сырья и технологическом режиме, но меняющейся при изменении работы установки или сырья установки (рисунок 2).

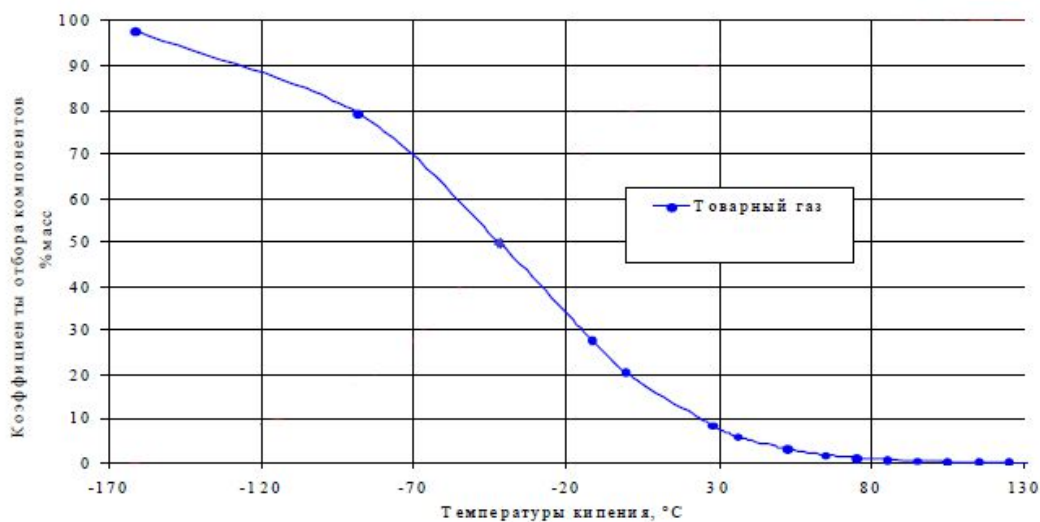


Рис. 2 ФОК процесса промышленной подготовки (по технологии НТС) в товарный газ

Кривые ФОК меняют характер в зависимости от технологических характеристик и режимов работы массообменного оборудования (сепараторы).

В ходе комплексных обследований УКПГ-1В Ямбургского месторождения в 2015, 2011 и 2008 гг. была получена следующая информация по коэффициентам распределения углеводородов (таблица 1).

Таблица 1

Распределение (% масс) компонентов совокупного добываемого флюида Ямбургского месторождения по продуктам промышленной подготовки

Компоненты	2008 г.		2011 г.		2015 г.	
	товарный газ	нестабильный конденсат	товарный газ	нестабильный конденсат	товарный газ	нестабильный конденсат
CH ₄	99,01	0,99	99,11	0,89	99,15	0,85
C ₂ H ₆	89,15	10,85	88,14	11,86	89,73	10,27
C ₃ H ₈	66,41	33,59	59,95	40,05	63,97	36,03
1C ₄ H ₁₀	41,27	58,73	32,51	67,49	36,51	63,49
nC ₄ H ₁₀	30,81	69,19	24,46	75,54	27,34	72,66
1C ₅ H ₁₂	14,32	85,68	13,64	86,36	13,24	86,76
nC ₅ H ₁₂	11,15	88,89	11,28	88,72	10,39	89,61
C ₅ + C ₆ +	3,18	96,82	4,27	95,73	3,01	96,99
Всего	355,3	444,74	333,36	467,53	343,34	456,66

Рассчитанные коэффициенты распределения от абсолютных остаточных содержанием жидких углеводородов (C₅+) в товарном газе. Коэффициенты распределения являются относительными балансовыми величинами и означают массовую долю (в

процентах) соответствующего компонента добываемого флюида, отходящего с промысла в составе товарного газа и нестабильного конденсата. Оставшаяся часть компонента (следовое количество) может отводиться с промысла в составе водометанольного раствора. Коэффициенты распределения характеризуют четкость разделения компонентов и фракций добываемого флюида по потокам газа и конденсата на каждом конкретном промысле.

Зависят рассматриваемые коэффициенты от применяемой промышленной технологии, состава добываемого флюида и термодинамических параметров в технологических аппаратах.

С целью повышения эффективности добычи и подготовки валанжинского газа Ямбургского месторождения, на основании ранее приведенных характеристик технологий и оборудования для повышения эффективности эксплуатации УКПГ-1В, необходимо провести следующие работы:

1) наладить работу первичных сепараторов С-1 и сепараторов ДКС-1В с доведением эффективности сепарации до требуемого показателя (унос не более 20 мг/м³);

2) выполнить реконструкцию обвязки узла концевой дегазации конденсата (разделители Р-2) и теплообменников Т-2 с целью снижения потерь метанола с товарным НК за счет снижения температуры концевой дегазации НК до минус 15 - 20°С;

3) провести работы по улучшению разделения фаз ВМР - конденсат в разделителях Р-2, что, соответственно, приведет к снижению прямых потерь метанола;

4) провести работы по улучшению разделения фаз ВМР - конденсат в разделителях Р-2, что, соответственно, приведет к снижению прямых потерь метанола;

5) провести реконструкцию внутренних устройств абсорбера А-2 второй очереди с целью достижения максимальной пропускной способности по газу и создания условий для остановки первой очереди под реконструкцию;

6) провести расчётные исследования системы предупреждения гидратообразования и определить оптимальную степень отдувки метанола в абсорбере А-1, разработать и реализовать рекомендации по достижению оптимальной степени отдувки и регулированию концентрации метанола на нижней полуглухой тарелке А-1.

Выполнение вышеперечисленных мероприятий позволит снизить расход метанола на подготовку валанжинского газа и конденсата. В настоящее время безвозвратные потери метанола в системе подготовки газа на УКПГ-1В составляют в среднем 100 г на 1000 м³ добываемого газа, это связано, в первую очередь, со следующими моментами:

1) метанол уносимый с газом в виде паровой фазы;

2) метанол сбрасываемый в поглощающие скважины в виде метанольной воды;

3) потери метанола при его регенерации, перекачивании, использовании.

После проведения указанных мероприятий потери составят не более 20 г на 1000 м³. Исходя из объема добычи 15 млрд.м³ в год это составит 1200 т сэкономленного метанола.

Список литературы:

1. Андреев О.П. Технологические схемы УКПГ на основе 3S-технологии для северных нефтегазоконденсатных месторождений / О.П. Андреев, Р.М. Минигулов, Р.В. Корытников и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 2. – С. 4–10.

2. Бекиров Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Т.М. Бекиров, А.Т. Шаталов. – М.: Недра, 1986. – 261 с.

3. Николаев О.А. Обеспечение эффективной эксплуатации валанжинских УКПГ после ввода ДКС и насосной станции подачи конденсата Уренгойского НГКМ / О.А. Николаев, О.П. Кабанов, Н.А. Цветков и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 4. – С. 31–34.