

УДК 622.276

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Сепык О.Я.

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: sssep@mail.ru*

Месторождение открыто в 1971 г. Опытно-промышленную эксплуатацию начали в 1995 г. с разработки нефтяного участка. В декабре 1998 г. запущен в эксплуатацию сеноманский комплекс. Важное промышленное значение и значительные запасы нефти установлены в пластах БП16, а запасы конденсатосодержащего газа в пластах БП12 и БП14, запасы газа в пласте ПК1. На Восточно-Таркосалинском месторождении выделено и действует три промысла: газовый, газоконденсатный и нефтяной. Накопленная добыча «сухого» газа на газоконденсатном объекте Восточно-Таркосалинского месторождения составляет 33329 млн.м3, конденсата – 5029 тыс.т. За 2012 год отбор газа – 2879.9 млн.м3, конденсата – 326.4 тыс.т. Добыча газа снизилась на 22.5% от максимальной величины, добыча стабильного конденсата – на 42.8%. Среднегодовой дебит газа за 2012 г. – 304.9 тыс.м3/сут., снизился по сравнению с максимальным на 30.1%, средний дебит стабильного конденсата 34.6 т/сут. - снизился на 56.4 %. Для внутрипромыслового сбора газа на газоконденсатном промысле используется лучевая схема сбора. На установке низкотемпературной сепарации газа осуществляется подготовка дегидратированного конденсата перед подачей в магистральный конденсатопровод, и очистка природного газа от механических примесей и его осушка от влаги и тяжелых углеводородов. Нестабильный конденсат из УНТС, поступает на установку дегидратации конденсата.

Ключевые слова: газ, валанжинские отложения, добыча углеводородов, месторождение, скважина.

## GENERAL CHARACTERISTICS OF THE EAST-TARKOSALINSKOGO FIELD

Sepyk O.Y.

*Federal Budget Educational Institution of Higher Education “Industrial University of Tyumen”, Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: sssep@mail.ru*

The field was discovered in 1971. Pilot production began in 1995 with the development of an oil field. In December 1998, the Cenomanian complex was commissioned. Important industrial significance and significant oil reserves are established in the BP16 reservoirs, and the condensate-containing gas reserves in the BP12 and BP14 reservoirs, gas reserves in the PC1 reservoir. Three fields are identified and operating at the East-Tarkosalinskoye field: gas, gas condensate and oil. The cumulative production of “dry” gas at the gas condensate facility of the East-Tarkosalinskoye field amounts to 33,329 million m3, condensate - 5,029 thousand tons. In 2012, gas extraction - 2879.9 million m3, condensate - 326.4 thousand tons. Gas production decreased by 22.5% of the maximum value, production of stable condensate - by 42.8%. The average annual gas flow rate for 2012 was 304.9 thousand m3 / day, decreased compared with the maximum by 30.1%, the average flow rate of stable condensate was 34.6 tons / day. - decreased by 56.4%. For the infield gas gathering in the gas condensate field, the beam pattern of the collection is used. At the low-temperature gas separation facility, the de-ethanized condensate is prepared before being supplied to the main condensate line, and natural gas is cleaned from mechanical impurities and dried out from moisture and heavy hydrocarbons. Unstable condensate from the CNT, enters the installation of de-ethanized condensate.

Keywords: gas, Valanginian deposits, hydrocarbon production, field, well.

В административном отношении Восточно-Таркосалинское месторождение расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Ближайшими населенными пунктами являются г. Тарко-Сале (административный центр Пуровского района), расположенный приблизительно в 3 км от западной границы участка, и в 10 км расположены поселки Пуровск и Сывдарма [1].

Месторождение расположено в регионе с развитой инфраструктурой: в непосредственной близости от западной границы участка (по территории Центрально-Таркосалинского лицензионного участка) проходит крупный коридор коммуникаций, включающий железнодорожную магистраль сообщением Новый Уренгой-Тюмень, нитку газопровода «Новый Уренгой-Челябинск-2», конденсатопровод «Новый Уренгой-Сургут-2». Вдоль железнодорожного полотна пролегает автомобильная дорога с бетонным покрытием до г. Губкинский. На севере участка эксплуатируется КСП Восточно-Таркосалинский, от которого нефть перекачивается по существующему трубопроводу до НПС «Пурпе» и далее. На территории месторождения существует сеть дорог с твердым покрытием и зимников, связывающая район работ с административным центром. Ближайшие аэропорты функционируют в г. Тарко Сале, пгт. Уренгой и г. Новый Уренгой. Таким образом, проблема с транспортировкой оборудования, грузов и углеводородного сырья на данной территории составлять не будет.

В непосредственной близости к месторождению расположены такие крупные месторождения как Центрально-Таркосалинское (с запада), Южно-Пырейное (с севера), Тарасовское и Северо-Тарасовское (с юго-запада).

В соответствии с «Проектом перераспределения земель традиционного хозяйственного использования в Надымском, Пуровском и Тазовском районах Ямало-Ненецкого автономного округа» (постановление губернатора ЯНАО № 10 от 09.01.98 г.) рассматриваемая территория полностью входит в границы земель, переданных в пользование совхозу «Верхне-Пуровский».

Восточно-Таркосалинское нефтегазоконденсатное месторождение находится в пределах Вынгапуровского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области [2].

Промышленная нефтегазоносность установлена в верхнемеловых отложениях сеноманского яруса  $K_2s$  (пласт ПК<sub>1</sub>) и нижнемеловых отложениях валанжинского яруса сортымской свиты  $K_1v$  (пласты БП<sub>12</sub>-БП<sub>17</sub>). Всего выявлена 51 залежь, в том числе: 1 газовая, 11 газоконденсатных, 8 нефтегазоконденсатных и 31 нефтяная.

Отложения неокомского НГК накапливались в морских, прибрежно-морских, мелководно-морских условиях и представлены сравнительно ритмичным переслаиванием

песчано-алевролитовых и глинистых пород и выделены в объеме сортымской свиты. Этот комплекс является основным продуктивным объектом в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [3].

В соответствии с данными сейсморазведочных работ и корреляцией разрезов скважин выделены следующие пласты: БП<sub>17</sub><sup>3</sup>, БП<sub>17</sub><sup>2-2</sup>, БП<sub>17</sub><sup>2-1</sup>, БП<sub>17</sub><sup>1-2</sup>, БП<sub>17</sub><sup>1-1</sup>, БП<sub>16</sub><sup>2-2</sup>, БП<sub>16</sub><sup>1-4</sup>, БП<sub>16</sub><sup>1-3</sup>, БП<sub>16</sub><sup>1-2</sup>, БП<sub>16</sub><sup>1-1</sup>, БП<sub>16</sub><sup>1-0</sup>, БП<sub>15</sub>, БП<sub>14</sub><sup>2</sup>, БП<sub>14</sub><sup>1</sup>, БП<sub>14</sub><sup>0</sup>, БП<sub>12</sub><sup>4</sup>, БП<sub>12</sub><sup>3</sup>, БП<sub>12</sub><sup>2</sup>, БП<sub>12</sub><sup>1</sup>, БП<sub>12</sub><sup>0-1</sup>, БП<sub>12</sub><sup>0</sup>, ПК<sub>1</sub>. Важное промышленное значение и значительные запасы нефти установлены в пластах БП<sub>16</sub>, а запасы конденсатосодержащего газа в пластах БП<sub>12</sub> и БП<sub>14</sub>, запасы газа в пласте ПК<sub>1</sub>.

Восточно-Таркосалинское месторождение открыто в 1971 году в промышленную разработку введено в 1998 году.

По состоянию на 01.01.2015 г. на месторождение пробурено 279 скважин, в т.ч. 130 газовых, 106 нефтяных, 35 нагнетательных и восемь водозаборных.

На 01.01.2015 г. на месторождении числится 279 скважин, в т.ч. 113 газовых, 96 нефтяных, 41 нагнетательная, 21 контрольная и 8 водозаборных.

Проектный фонд скважин реализован на 29 %, фонд, оставшийся для бурения – 670 скважин.

Фонд действующих добывающих газовых скважин – 97, добывающих нефтяных – 106, нагнетательных – 4.

За 2014 г. добыто 8469 млн.м<sup>3</sup> (по проекту – 8661 млн.м<sup>3</sup>) свободного газа по газовому объекту ПК<sub>1</sub>, 1887 млн.м<sup>3</sup> (по проекту – 1916 млн.м<sup>3</sup>) свободного газа и газа газовых шапок по газоконденсатным объектам и 199,6 тыс.т конденсата (по проекту – 207,8 тыс.т.). Годовая добыча нефти составила 935,5 тыс.т. (по проекту – 917,7 тыс.т.), жидкости – 1230,2 тыс.т. (по проекту – 1398 тыс.т.), обводненность – 24,0 % (по проекту 34,4 %) [4].

В 2013-2014 гг. фактические показатели практически соответствуют проектным.

По состоянию на 01.01.2015 года накопленная добыча составила 140263 млн.м<sup>3</sup> (по проекту – 140440 млн.м<sup>3</sup>) свободного газа по газовому объекту ПК<sub>1</sub>, 37884 млн.м<sup>3</sup> (по проекту – 37914 млн.м<sup>3</sup>) свободного газа и газа газовых шапок по газоконденсатным объектам и газоконденсатным залежам нефтяных объектов и 5552 тыс.т (по проекту – 5544 тыс.т.) конденсата. Накопленная добыча нефти составила 4212 тыс.т. (по проекту – 4207 тыс.т.), жидкости – 5017 тыс.т. (по проекту – 5478 тыс.т.). Текущий КИН – 0,028 (по проекту – 0,028), отбор от НИЗ нефти – 10,1 %. Отбор от НГЗ свободного газа по газовому объекту – 47,6 %, отбор от НГЗ свободного газа и газа газовых шапок по газоконденсатным объектам и газоконденсатным залежам нефтяных объектов – 30,1 %, текущий КИК – 0,208.

Закачка воды ведется с 1997 года. Накопленный объем закачки – 3579 тыс.м<sup>3</sup> (по проекту – 3711 тыс.м<sup>3</sup>), накопленная компенсация – 47 % (при проектной – 47 %).

**Газоконденсатный объект БП<sub>12-14</sub>** разрабатывается с 1999 года на естественном режиме.

Фонд действующих добывающих скважин – 24 (из них одна совместная с объектом БП<sub>15</sub>).

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурено 36 газовых скважин.

На 01.01.2015 г. на объекте числится 33 скважин, в т.ч. 28 добывающих и 5 контрольных.

Фонд действующих добывающих скважин – 24 (из них одна совместная с объектом БП<sub>15</sub>), в бездействии 3 скважины и одна скважина в освоении.

Проектный фонд скважин реализован на 92,3 %.

Система разработки – избирательная.

Уровни добычи газа практически соответствуют проектным, в 2013 году добыча газа составила 2514 млн.м<sup>3</sup> (по проекту – 2377 млн.м<sup>3</sup>), в 2014 году – 1882 млн.м<sup>3</sup> (по проекту – 1872 млн.м<sup>3</sup>). Имеющиеся расхождения связаны с большим фондом действующих скважин (на 4 ед. и 5 ед., соответственно).

Уровни добычи конденсата в 2013 году превышают проектные на +14,6 % (по факту – 261,4 тыс.т., по проекту – 227,4 тыс.т.), что связано с большим фондом действующих скважин, в 2014 году соответствуют проектным значениям – отклонение -0,8 % (по факту – 198,8 тыс.т., по проекту – 200,4 тыс.т.).

С начала разработки отобрано 37575 млн.м<sup>3</sup> газа (по проекту – 37429 млн.м<sup>3</sup>), что составило 988 млн.м<sup>3</sup> на одну скважину, накопленный отбор конденсата составил 5468,3 тыс.т. (по проекту – 5436,0 тыс.т.). Отбор газа от НГЗ составляет 32,2 % . Отбор конденсата от НИЗ составляет 32,5 %. Текущий КИК – 0,233 (по проекту 0,232).

**Газоконденсатный объект БП<sub>15</sub>** разрабатывается с 1999 года на естественном режиме.

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект переведена одна газовая скважина с других пластов.

На 01.01.2015 г. на объекте числится одна добывающая газовая скважина, которая эксплуатируется совместно с объектом БП<sub>12-14</sub>.

Проектный фонд скважин реализован на 33,3 %.

Система разработки – избирательная.

Уровни добычи газа и конденсата не соответствуют проектным, в 2013 году добыча газа составила 6 млн.м<sup>3</sup> (по проекту – 87 млн.м<sup>3</sup>), конденсата – 1,0 тыс.т. (по проекту – 8,8 тыс.т.) в 2014 году добыча газа – 5 млн.м<sup>3</sup> (по проекту эксплуатация объекта не планировалась), конденсата – 0,8 тыс.т. (по проекту эксплуатация объекта не планировалась).

Имеющиеся расхождения связаны с несоответствием дебитов газа и конденсата в 2013 году, и фонда скважин – в 2014 году (по проекту действующий фонд отсутствует, по факту – 1 ед.).

С начала разработки отобрано 73 млн.м<sup>3</sup> газа (по проекту – 149 млн.м<sup>3</sup>) и 14,5 тыс.т. (по проекту – 21,5 тыс.т.) конденсата. Отбор газа от НГЗ составляет 2,5 %. Отбор от НИЗ конденсата составляет 3,0 %. Текущий КИК – 0,025 (по проекту – 0,039).

**Газоконденсатный объект БП<sub>17</sub>** разрабатывался с 2011 по 2013 год на естественном режиме.

По состоянию на 01.01.2015 г. на объект пробурена 1 газовая скважина.

На 01.01.2015 г. на объекте числится одна 1 скважина – контрольная.

Фонд добывающих скважин отсутствует.

Проектный фонд скважин реализован на 100 %.

Система разработки – избирательная.

Уровни добычи газа и конденсата не соответствуют проектным, в 2013 году добыча газа составила 4 млн.м<sup>3</sup> (по проекту 60 млн.м<sup>3</sup>), конденсата – 0,9 тыс.т. (по проекту – 9,7 тыс.т.), в 2014 году добыча газа отсутствует (по проекту – 44 млн.м<sup>3</sup>), конденсата – отсутствует (по проекту – 7,3 тыс.т.). Имеющиеся расхождения связаны с более низкими дебитами газа и конденсата в 2013 году, и фонда – в 2014 году (по проекту действующий фонд 1, по факту – отсутствует).

С начала разработки отобрано 91 млн.м<sup>3</sup> (по проекту – 191 млн.м<sup>3</sup>) газа и 10,2 тыс.т. (по проекту – 26,4 тыс.т.) конденсата. Отбор от НГЗ газа составляет 9,0%. Отбор от НИЗ конденсата – 6,0 %, текущий КИК – 0,038 (по проекту 0,100).

**По месторождению в целом** контроль за выработкой запасов осуществляется методами ПГИ (определение профиля притока и источника обводнения, определение профиля приемистости и технического состояния эксплуатационной колонны, оценка текущей насыщенности пласта). Охват фонда промыслово-геофизическими исследованиями составляет 24 % (67 скв.) [5].

Разделение добычи и закачки в совместных скважинах (семь добывающих и три нагнетательных) осуществляется с учетом гидропроводности и результатов ПГИ.

Энергетическое состояние объектов оценивается как удовлетворительное.

По газовому объекту ПК<sub>1</sub> пластовое давление снизилось на 5,7 МПа. По газоконденсатным объектам снижение пластового давления составило от 5,8 МПа (БП<sub>15</sub>) до 17,7 МПа (БП<sub>12-14</sub>), по нефтяным объектам снижения давления составило от 6,1 МПа (БП<sub>12</sub>) до 9,3 МПа (БП<sub>16</sub>).

Для поддержания пластового давления на нефтяных объектах необходимо дальнейшее формирование запроектированной системы ППД.

Контроль за энергетикой залежей осуществляется методами ГДИ (КВД, КВУ, ИК, КПД, КПрЗД). Охват фонда гидродинамическими исследованиями составляет 46 % (128 скв.).

Программа исследовательских работ по контролю за разработкой объектов методами ГДИ и ПГИ выполняется.

За период разработки на месторождении проведено 188 геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи (бурение горизонтальных скважин и боковых стволов, обработки призабойной зоны, оптимизации режима работы скважин, ГРП, РИР, перфорационные работы). Дополнительная добыча нефти от проведения мероприятий – 3205,1 тыс.т (76,1 % от накопленной добычи нефти по месторождению в целом).

Удельный технологический эффект – 17,0 тыс.т на одну проведенную скважино-операцию. Наиболее эффективным мероприятием является бурение горизонтальных скважин (28,4 тыс.т/скв.-опер.) и ГРП (14,8 тыс.т/скв.-опер.).

В 2013-2014 гг. на месторождении планировалось провести следующие геолого-технические мероприятия и методы увеличения нефтеотдачи: ГРП – 3 скв.-опер., БГС – 4 скв.-опер., ГС – 41 скв., оптимизации – 2 скв.-опер. Программа ГТМ реализуется в полном объеме. В большем объеме выполнено бурение горизонтальных скважин (на 6 скважин), ГРП (на 2 скв.-опер.), оптимизации (на 21 скв.-опер.), перфорационные работы (на 3 скв.-опер.), ОПЗ (на 5 скв.-опер.) и РИР (на 4 скв.-опер.). В меньшем количестве проведено бурение БГС (на 3 скв.-опер.).

На месторождении в 2013-2014 гг. планировался ввод трех скважин из неработающего фонда. Фактически в 2013-2014 гг. введена в эксплуатацию одна скважина.

Комплекс основных промысловых технологических объектов газоконденсатного промысла Восточно-Таркосалинского месторождения включает:

- установку низкотемпературной сепарации (УНТС);
- установку деэтанализации конденсата (УДГ);
- установку регенерации антигидратного реагента (метанола);
- дожимная компрессорная станция (ДКС);
- кусты газодобывающих скважин-9 шт.;
- одиночные скважины
- конденсатопровод деэтанализованного конденсата на Пуровский ЗПК;
- газопровод с УНТС на УКПГ ЦДГ Восточно-Таркосалинского месторождения.

Для внутрипромыслового сбора газа на промысле используется лучевая схема сбора. Кусты подключаются к УНТС шлейфами диаметром 114\*9, 168\*14, 219\*16 мм. Схема сбора газа приведена на рисунке 1.

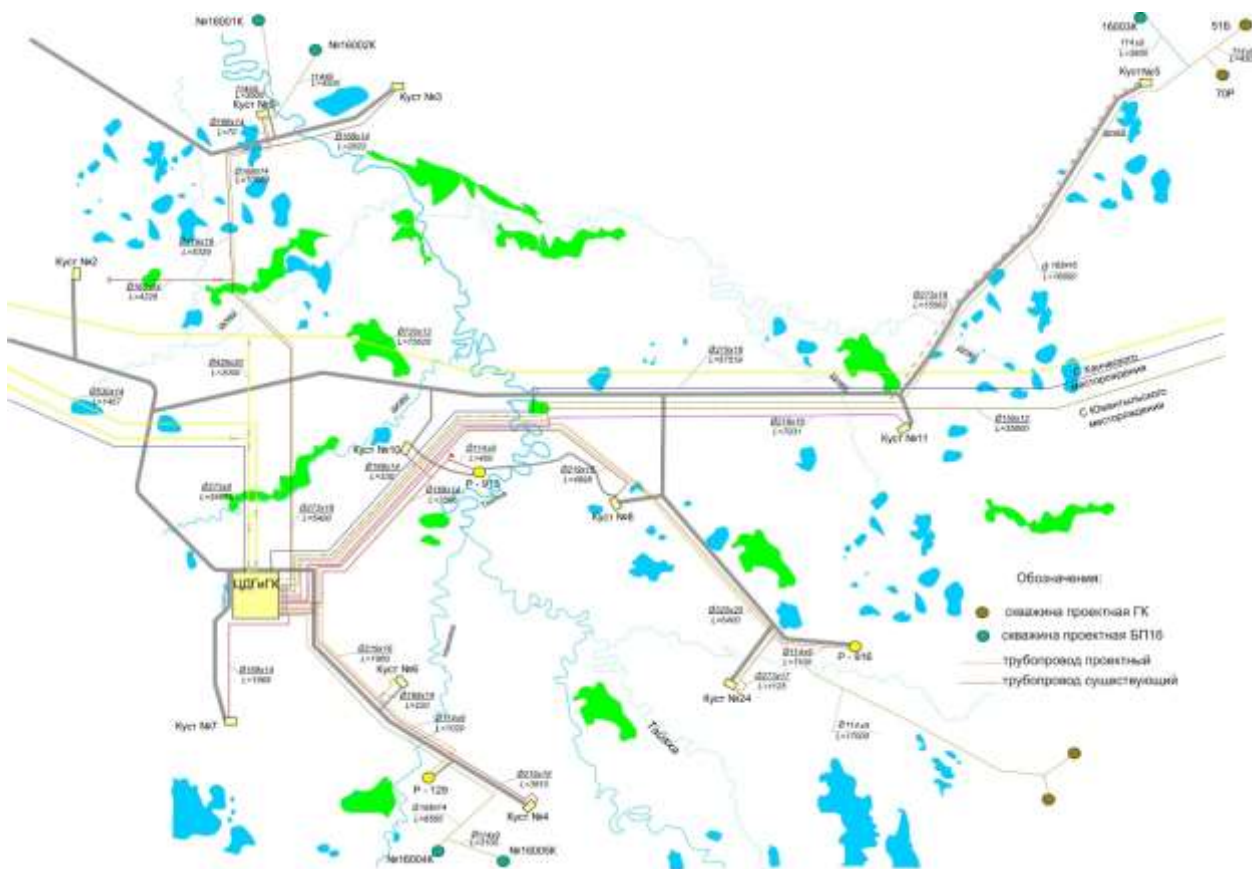
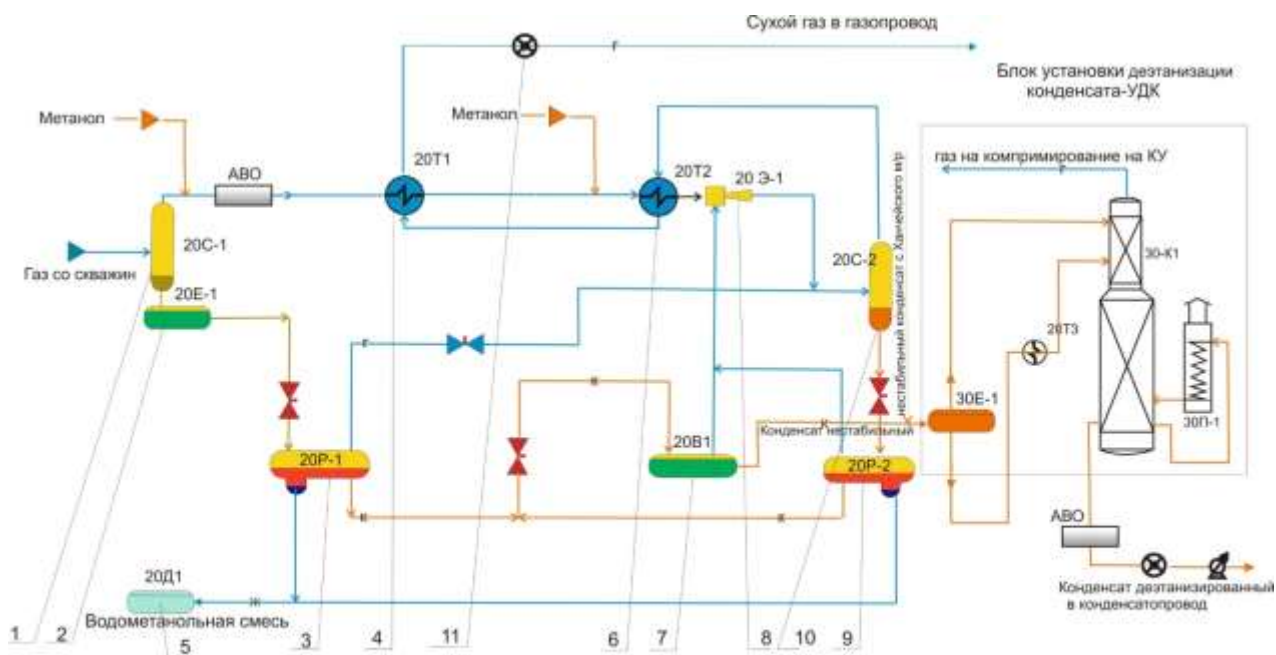


Рисунок 1 – Существующая и рекомендуемая схема сбора газоконденсата Восточно-Таркосалинского месторождения

На установке низкотемпературной сепарации газа (УНТС) осуществляется подготовка деэтанализованного конденсата перед подачей в магистральный конденсатопровод, и очистка природного газа от механических примесей и его осушка от влаги и тяжелых углеводородов в соответствии с требованиями ОСТ 51.40-93 «Газы горючие, природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия».

Всего на УНТС предусмотрены две технологические линии НТС, производительностью 6 млн.м<sup>3</sup>/сут каждая. Принципиальная технологическая схема УНТС представлена на рисунке 2.



1 - сепаратор первой ступени; 2 - емкости; 3,9 - разделитель трехфазный; 4,6 - рекуперативный теплообменник;  
 5 - блок дегазатора насыщенного метанола; 7 - блок дегазатора жидкости; 8 - эжектор; 10 - низкотемпературный сепаратор;  
 11 - оперативный узел учета газа.

Рисунок 6 – Принципиальная технологическая схема низкотемпературной сепарации газа Восточно-Таркосалинского месторождения

### Литература

1. Отчет ООО «Ойл-Геоцентр» «Проект разработки Восточно-Таркосалинского месторождения» – Москва, 2007 г.
2. Авторский надзор за реализацией проектных решений «Проекта разработки Восточно-Таркосалинского месторождения (ООО «ТюменНИИГипрогаз»), протокол ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО № 44-08 от 16.12.2008 г.
3. Авторский надзор за реализацией проектных решений «Проекта разработки Восточно-Таркосалинского месторождения» (ООО «Ойл-Геоцентр»), протокол ТО ЦКР по ЯНАО № 45-09 от 17.12.2009 г.
4. Мальцев А.И. Особенности проектирования разработки Восточно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения в условиях ограниченного отбора газа. Геология, география и глобальная энергия, № 3, 2010.
5. Паникаровский Е.В., Мальцев А.И., Кустышев А.В., Шепотько Н.В., Глушенко Т.В., Магомедова М.К. Технология удаления жидкости с забоев горизонтальных скважин Восточно-Таркосалинского месторождения. Наука и ТЭК, № 7, 2011.