

УДК 622.276

## АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Сепык О.Я., Серов К.В.

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

В газоконденсатной части Восточно-Таркосалинского месторождения выделено три эксплуатационных объекта – БП12-14, БП15, БП17. Основным по количеству скважин является объект БП12-14. Объекты БП15 и БП17 разрабатываются единичными скважинами. Накопленная добыча свободного газа на газоконденсатной части Восточно-Таркосалинского месторождения составляет 37739 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 5492 тыс.т. Добыча газа снизилась на 49% от максимальной величины, добыча стабильного конденсата – на 65%. Среднегодовой дебит газа за 2014 г. – 252.7 тыс.м<sup>3</sup>/сут, снизился по сравнению с максимальным на 42.1 %, средний дебит стабильного конденсата 26.7 т/сут - снизился на 65.8 %. Максимальный накопленный отбор свободного газа приходится на объект БП12-14 (37575 млн.м<sup>3</sup>), что составляет 99% от накопленной добычи по газоконденсатной части Восточно-Таркосалинского месторождения. По скважинам отмечается снижение дебитов газа в период эксплуатации, что объясняется падением пластового давления в зоне отбора, и является закономерным процессом при разработке залежей на режиме истощения. Согласно картам изобар, средневзвешенное пластовое давление по пласту БП12-3 составило 13.7 МПа, по основной залежи пласта БП14-2 – 13.6 МПа. По пласту БП14-0 средневзвешенное пластовое давление составляет 22.5 МПа, по пласту БП15 среднее пластовое давление снизилось до 29.0 МПа.

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

## ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF THE EAST TARKOSALINSKY FIELD DEVELOPMENT

Sepyk O.Y., Serov K.V.

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

In the gas condensate part of the Vostochno-Tarkosalinskoye field, three production facilities were identified - BP12-14, BP15, BP17. The main in the number of wells is the BP12-14 facility. BP15 and BP17 facilities are developed by single wells. The accumulated production of free gas in the gas condensate part of the East Tarkosalinsky field is 37,739 million m<sup>3</sup>, and 5492 thousand tons of condensate. Gas production decreased by 49% of the maximum value, stable condensate production - by 65%. The average annual gas production rate in 2014 - 252.7 thousand m<sup>3</sup> / day, decreased compared to the maximum by 42.1%, the average production rate of stable condensate 26.7 tons / day - decreased by 65.8%. The maximum accumulated free gas withdrawal occurs at the BP12-14 facility (37575 mln.m<sup>3</sup>), which is 99% of the accumulated production in the gas condensate part of the East Tarkosalinsky field. In wells, a decrease in gas production during operation is observed, which is explained by a drop in reservoir pressure in the extraction zone and is a natural process when developing deposits in the depletion mode. According to isobar maps, the weighted average reservoir pressure for the BP12-3 formation was 13.7 MPa, for the main reservoir of the BP14-2 formation - 13.6 MPa. In the BP14-0 formation, the average reservoir pressure is 22.5 MPa; in the BP15 formation, the average reservoir pressure has decreased to 29.0 MPa.

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

В газоконденсатной части Восточно-Таркосалинского месторождения выделено три эксплуатационных объекта – БП<sub>12-14</sub>, БП<sub>15</sub>, БП<sub>17</sub>. Основным по количеству скважин является объект БП<sub>12-14</sub>. Объекты БП<sub>15</sub> и БП<sub>17</sub> разрабатываются единичными скважинами [1, 2].

По состоянию на 01.01.2015 г. пробурено 37 скважин, три из которых (№№ 82к, 111к и 923р) переведены на другие объекты. Общий фонд по состоянию на 01.01.2015 г. насчитывает 34 скважины, в том числе действующих – 24, в бездействии – три, в освоении – одна, наблюдательных – шесть.

Распределение эксплуатационного фонда скважин по категориям представлено на рисунке 1.

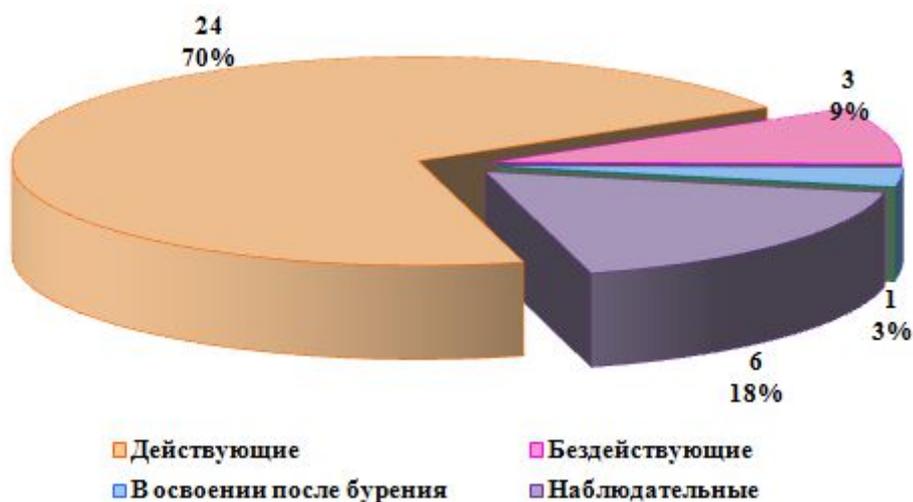


Рисунок 1 – Распределение эксплуатационного фонда скважин.

#### Газоконденсатные объекты

Скважины газоконденсатных объектов вскрывают от одного до трех пластов одновременно. Подавляющее большинство скважин вскрывают пласты БП<sub>12</sub><sup>3</sup> и БП<sub>14</sub><sup>2</sup>.

Коэффициент использования фонда скважин в 2014 г. составляет 0.857 д.ед., коэффициент эксплуатации 0.863 д.ед. Причинами простоя скважин являются: бездействие скважины № 32к, перевод скважин №№ 913Р, 916Р в бездействие, пребывание скважины № 21к в освоении после бурения.

Проектный фонд добывающих скважин на газоконденсатных объектах месторождения реализован на 93 % (фонд добывающих скважин должен составлять 40 единиц). Для полного выполнения проектных решений следует пробурить шесть боковых стволов из имеющихся скважин и две новые добывающие скважины.

*Таким образом, проектный фонд на газоконденсатной части Восточно-Таркосалинского месторождения формируется согласно решениям предыдущего проектного документа.*

При сопоставлении с предыдущими годами в 2014 г. отмечается снижение коэффициента использования скважин, а также увеличение времени в остановленном состоянии.

В газоконденсатной части Восточно-Таркосалинского месторождения выделено три эксплуатационных объекта – БП<sub>12-14</sub>, БП<sub>15</sub>, БП<sub>17</sub>. Основным по добыче является объект БП<sub>12-14</sub>, в состав которого входят три пласта БП<sub>12</sub><sup>3</sup>, БП<sub>14</sub><sup>2</sup> и БП<sub>14</sub><sup>0</sup>. Добыча свободного газа, газа газовых шапок и конденсата по газоконденсатным объектам на Восточно-Таркосалинском месторождении начата в 1999 году скважиной № 916Р на пласте БП<sub>12</sub><sup>3</sup>. Динамика основных показателей по газоконденсатным объектам с начала разработки представлена на рисунке 2.

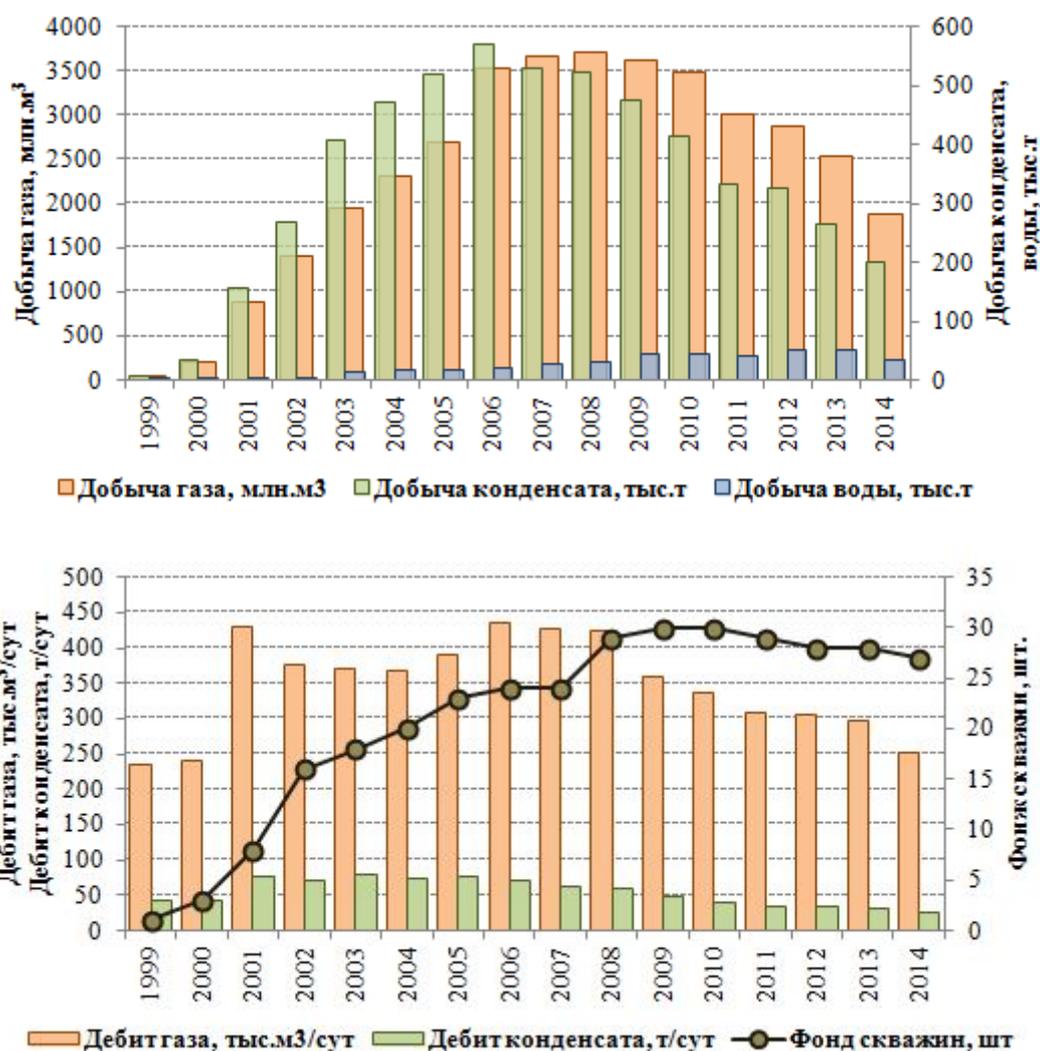


Рисунок 2 – Динамика основных показателей разработки газоконденсатных объектов Восточно-Таркосалинского месторождения

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча свободного газа, газа газовых шапок по газоконденсатным объектам составила 37739 млн.м<sup>3</sup>, конденсата 5492 тыс.т [3].

Разработка газоконденсатных объектов ведется на режиме истощения. Годовая добыча свободного газа, газа газовых шапок за 2014 год – 1887 млн.м<sup>3</sup>, конденсата –

199.6 тыс.т, воды – 33.6 тыс.т. Среднегодовой дебит газа в 2014 году составил 252.7 тыс.м<sup>3</sup>/сут, конденсата – 26.7 т/сут. В действующем фонде, в течение 2014 г., пребывало 27 скважин.

Максимальный уровень добычи свободного газа, газа газовых шапок достигнут в 2008 году (3718 млн.м<sup>3</sup>), когда действующий добывающий фонд достиг своего максимального значения. Самый высокий уровень добычи конденсата отмечен ранее (в 2006 году) – 570.5 тыс.т.

Газоконденсатный фактор в 2014 году составляет 106 г/м<sup>3</sup>, за всю историю эксплуатации максимальный ГКФ достигнут в 2003 году, составляя – 210 г/м<sup>3</sup>.

В целом стоит отметить стабильный уровень дебитов свободного газа, газа газовых шапок в течение всего периода разработки. Газоконденсатный фактор в целом имеет общую тенденцию к снижению.

Максимальные отборы газа и конденсата приходятся на пласты БП<sub>12</sub><sup>3</sup> и БП<sub>14</sub><sup>2</sup> объекта БП<sub>12-14</sub> (рисунок 3).

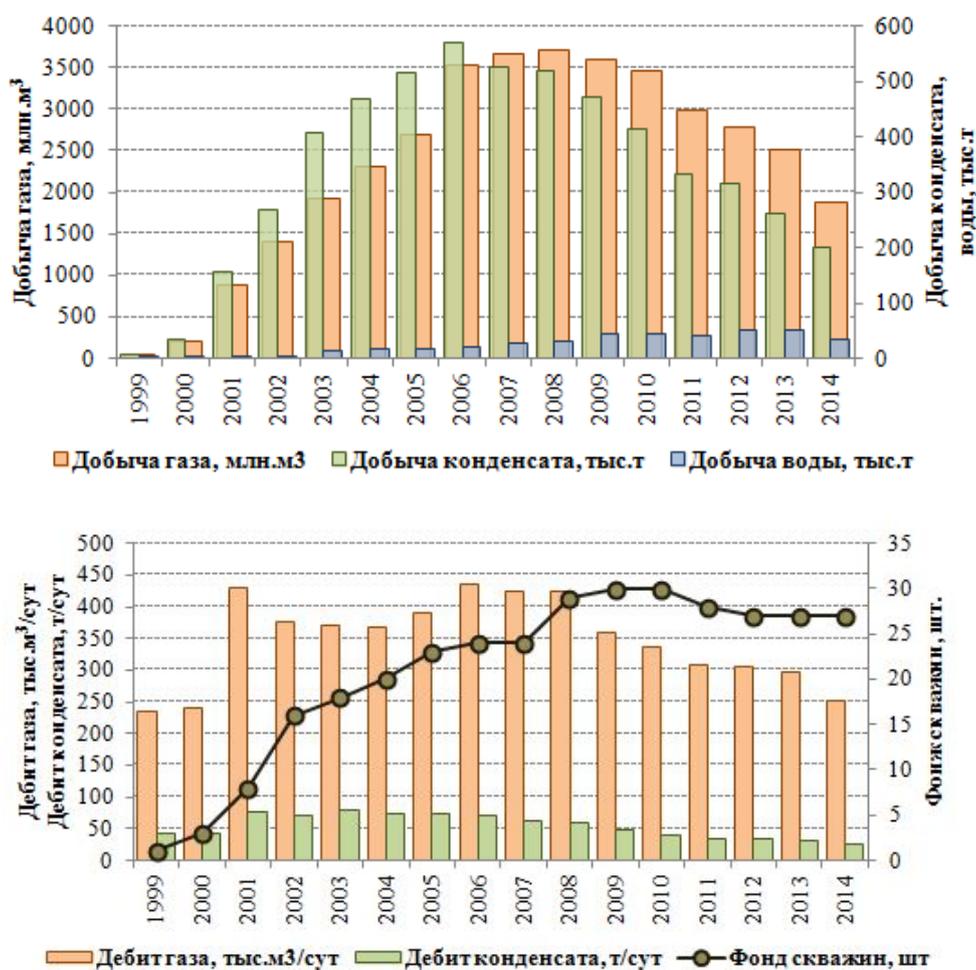


Рисунок 3 – Динамика основных показателей разработки газоконденсатного объекта БП<sub>12-14</sub>

Ниже приводится характеристика добычи свободного газа, газа газовых шапок и конденсата по объектам БП<sub>12-14</sub>, БП<sub>15</sub> и БП<sub>17</sub>.

#### Объект БП<sub>12-14</sub>

Объект БП<sub>12-14</sub>, в состав которого входят три пласта БП<sub>12</sub><sup>3</sup>, БП<sub>14</sub><sup>2</sup> и БП<sub>14</sub><sup>0</sup>, разрабатывается с 1999 года. Максимальный уровень добычи газа достигнут в 2008 году (3710 млн.м<sup>3</sup>), максимальная добыча конденсата – 569 тыс.т (2006 г.). Среднегодовые дебиты газа за период эксплуатации изменялись от 233.7 тыс.м<sup>3</sup>/сут (1999 год) до 252.0 тыс.м<sup>3</sup>/сут (2014 год). Максимальный дебит свободного газа по объекту 435.6 тыс.м<sup>3</sup>/сут (2006 г.).

Дебит конденсата в течение разработки изменился от 41.6 т/сут (1999 г.) до 26.6 т/сут (2014 г.). Максимальный дебит конденсата 77.9 т/сут (2003 г.).

Газоконденсатный фактор – 106 г/м<sup>3</sup> (снизился с начала разработки на 41%). Всего за период работы накопленная добыча конденсата составила 5468 тыс.т.

Накопленная добыча воды составляет 400.4 тыс.т, годовая добыча воды – 33.5 тыс.т. Среднегодовой содержание воды в пластовом газе 17.4 г/м<sup>3</sup>.

#### Объект БП<sub>15</sub>

В состав объекта БП<sub>15</sub> входит одноименный пласт. Объект введен в эксплуатацию в 2002 году, эксплуатируется одной скважиной № 64к совместно с объектом БП<sub>12-14</sub>. Максимальный уровень добычи газа газовой шапки достигнут в 2008 году (7.6 млн.м<sup>3</sup>), максимальная добыча конденсата – 1.7 тыс.т (2006 год). Среднегодовые дебиты газа за период эксплуатации изменялись от 9.9 тыс.м<sup>3</sup>/сут (2004 год) до 22.6 тыс.м<sup>3</sup>/сут (2008 год). Среднегодовые дебиты конденсата за период эксплуатации изменялись от 2.3 т/сут (2014 год) до 4.8 т/сут (2006 год). Конденсатогазовый фактор за 2014 год – 162 г/м<sup>3</sup>.

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча газа газовой шапки составляет 73 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 14.5 тыс.т.

За 2014 год добыто газа – 5.1 тыс.м<sup>3</sup>, конденсата – 0.8 тыс.т, воды – 0.08 тыс.т. Среднегодовое содержание воды в пластовом газе 16.1 г/м<sup>3</sup>.

#### Объект БП<sub>17</sub>

В состав объекта БП<sub>17</sub> входит газовая шапка пласт БП<sub>17</sub><sup>2-1</sup>. Разработка объекта начата в 2011 году скважиной № 51к. В 2014 год добыча газа не велась, так как в октябре 2013 скважина № 51к была остановлена по причине обводнения и в 2014 году переведена в пьезометрический фонд.

Накопленная добыча газа газовой шапки по объекту БП<sub>17</sub> составила 91 млн.м<sup>3</sup>. Накопленная добыча конденсата составила 10.2 тыс.т. КГФ изменялся от 246 (2011 г.) до 222 г/м<sup>3</sup> (2013 г.). Накопленная добыча воды составила 222 тонны. Содержание воды в пластовом газе по накопленным показателям 2.3 г/м<sup>3</sup>.

*Таким образом, накопленная добыча свободного газа и газа газовых шапок на газоконденсатной части Восточно-Таркосалинского месторождения составляет*

37739 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 5492 тыс.т. За 2014 год отбор газа – 1887 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 199.6 тыс.т. Добыча газа снизилась на 49% от максимальной величины, добыча стабильного конденсата – на 65%.

Среднегодовой дебит газа за 2014 г. – 252.7 тыс.м<sup>3</sup>/сут, снизился по сравнению с максимальным на 42.1 %, средний дебит стабильного конденсата 26.7 т/сут - снизился на 65.8 %.

Конденсатогазовый фактор в целом по объекту имеет общую тенденцию к снижению. Его минимум (104 г/м<sup>3</sup>) приходится на 2013 г. В 2003 году КГФ имеет максимальное значения 210 г/м<sup>3</sup>.

Максимальный накопленный отбор свободного газа приходится на объект БП<sub>12-14</sub> (37575 млн.м<sup>3</sup>), что составляет 99 % от накопленной добычи по газоконденсатной части Восточно-Таркосалинского месторождения. Минимальная добыча газа получена из объекта БП<sub>15</sub> (73 млн.м<sup>3</sup>), что объясняется единственной действующей низкодебитной скважиной №64к, работающей совместно с пластами БП<sub>12</sub><sup>3</sup> и БП<sub>14</sub><sup>2</sup>.

По скважинам отмечается снижение дебитов газа в период эксплуатации, что объясняется падением пластового давления в зоне отбора, и является закономерным процессом при разработке залежей на режиме истощения.

Разработка газоконденсатной части Восточно-Таркосалинского месторождения, включающей пласты БП<sub>12</sub><sup>3</sup>, БП<sub>14</sub><sup>0</sup>, БП<sub>14</sub><sup>2</sup>, БП<sub>15</sub>, БП<sub>17</sub><sup>2-1</sup> ведется с 1999 г.

В таблице 2 представлена характеристика начальных и текущих давлений в зонах отбора разрабатываемых залежей. Значения текущих пластовых давлений определялись как инструментально, так и пересчетом (статика). Средние значения замеренных и пересчитанных давлений близки друг другу. Следует отметить, что пересчитанные значения в совместных скважинах характеризуют состояние пластового давления по объекту в целом и не позволяют судить об изменении энергетики отдельных пластов.

Таблица 2 – Характеристика начальных и текущих давлений в зонах отбора. Газоконденсатная часть Восточно-Таркосалинского месторождения

Пласт	Пластовое давление в зоне отбора, МПа	
	Начальное	Текущее
БП <sub>12</sub> <sup>3</sup>	28.6	10.9
БП <sub>14</sub> <sup>0</sup>	28.7	22.9
БП <sub>14</sub> <sup>2</sup>	28.7	17.2
БП <sub>15</sub>	30.0	23.3

По основной залежи пласта БП<sub>12</sub><sup>3</sup> (р-н скв. №№ 73Р-70Р-923Р) пластовое давление в зоне отбора снизилось на 17.7 МПа (61.9 %), пласта БП<sub>14</sub><sup>0</sup> – на 5.8 МПа (20.3 %), пласта БП<sub>14</sub><sup>2</sup>

– на 11.6 МПа (40.2 %), пласта БП<sub>15</sub> – на 6.8 МПа (22.5 %). Динамика пластовых замеров по газоконденсатным объектам представлена на рисунке 4.

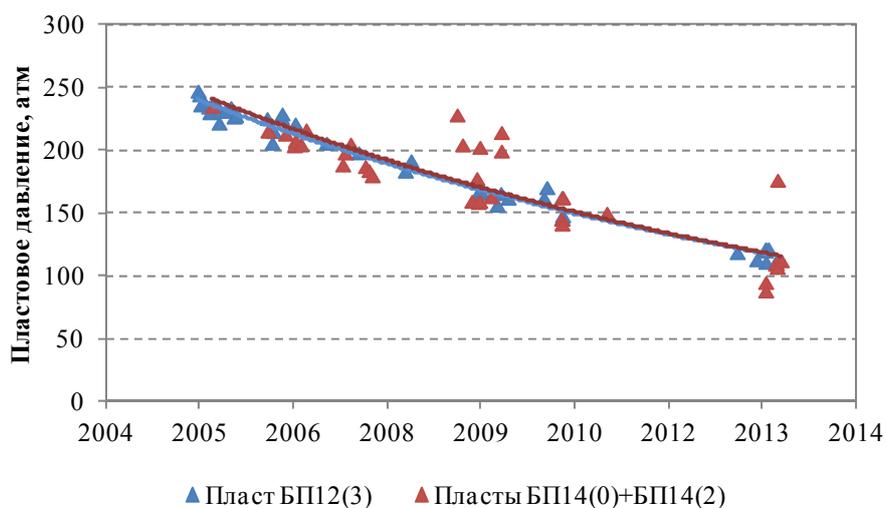


Рисунок 4 – Динамика замеров пластового давления. Газоконденсатная часть Восточно-Таркосалинского месторождения

Залежи в районе скважин №№ 72Р-75Р-128Р были введены в разработку в 2008 году запуском четырех скважин (№№ 31к, 32к, 91к и 92к). На данном участке эксплуатируется только пласт БП<sub>14</sub><sup>2</sup>. Текущее среднее пластовое давление в зоне отбора по данным прямых замеров и пересчета составило 17.3 МПа, что на 39.7 % меньше первоначального [4,5].

Исходя из динамики замеров, снижение пластового давления происходит в зонах отбора скважин с разной интенсивностью, однако, следует отметить, что количество замеров ограничено и не дает полной картины изменения энергетики по пластам.

В газоконденсатной части Восточно-Таркосалинского месторождения числятся шесть скважины наблюдательного фонда (№№ 70Р, 74Р, 44к, 51к, 83к, 102к), расположенные в залежи основного участка разработки. Скважина № 102к переведена в пьезометрический фонд в мае 2013 года, скв. № 51к – в январе 2014 года, скв. №№ 44к и 83к – в июне 2014 года. Замеры по этим скважинам единичны. Поэтому анализ динамики пластового давления приводится по данным наблюдательных скважин №№ 70Р и 74Р. Кроме того использованы измерения в скважины № 923Р, которая с мая 2003 находилась в пьезометрическом фонде пласта БП<sub>12</sub><sup>3</sup>. Замеры пластового давления в данных скважинах проводились как с использованием глубинного манометра, так и определением статистического уровня.

Анализ динамики пластового давления в наблюдательных скважинах, показал, что монотонное снижение пластового давления происходит только в скважине № 70Р.

Изменения давления в районе скважины № 923Р в начальный период носят случайный характер и связаны, скорее всего, с плохим качеством измерений. Стабильность пластового давления в скважине № 923Р может быть связана с отсутствием хорошей

гидродинамической связи области замера давления с зонами отборов. Не исключено также на данном участке наличие тектонических нарушений, литологических экранов или сильного ухудшения ФЕС. Также можно сделать предположение о высокой активности законтурной области, которая поддерживает пластовое давление в районе скважины № 923Р на уровне, близком первоначальному.

Замеры, сделанные в скважине № 74Р, свидетельствуют о снижении пластового давления в данной области более чем на 2 МПа, после чего пластовое давление оставалось практически неизменным. Возможно, в данной области оказывает влияние законтурная зона, которая удерживает энергетику на определенном уровне.

Согласно картам изобар, средневзвешенное пластовое давление по состоянию на 01.01.2015 г. по пласту БП<sub>12</sub><sup>3</sup> составило 13.7 МПа, по основной залежи пласта БП<sub>14</sub><sup>2</sup> – 13.6 МПа, по залежи р-на скважины № 72Р (БП<sub>14</sub><sup>2</sup>) – 17.3 МПа. По пласту БП<sub>14</sub><sup>0</sup> средневзвешенное пластовое давление составляет 22.5 МПа, по пласту БП<sub>15</sub> среднее пластовое давление снизилось до 29.0 МПа (на 3.3 %) в связи с работой на пласте одной добывающей скважины.

#### Литература

1. Мальцев А.И. Особенности проектирования разработки Восточно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения в условиях ограниченного отбора газа. Геология, география и глобальная энергия, № 3, 2010.
2. Паникаровский Е.В., Мальцев А.И., Кустышев А.В., Шепотько Н.В., Глущенко Т.В., Магомедова М.К. Технология удаления жидкости с забоев горизонтальных скважин Восточно-Таркосалинского месторождения. Наука и ТЭК, № 7, 2011.
3. Отчет ООО «Ойл-Геоцентр» «Проект разработки Восточно-Таркосалинского месторождения» – Москва, 2007 г.
4. 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.
5. 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.