

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.м³, 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.м³/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.м³), 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 m³, 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 m³ / 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.m³), 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 – БП₁₂₋₁₄, БП₁₅, БП₁₇. Основным по количеству скважин является объект БП₁₂₋₁₄. Объекты БП₁₅ и БП₁₇ разрабатывается 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.

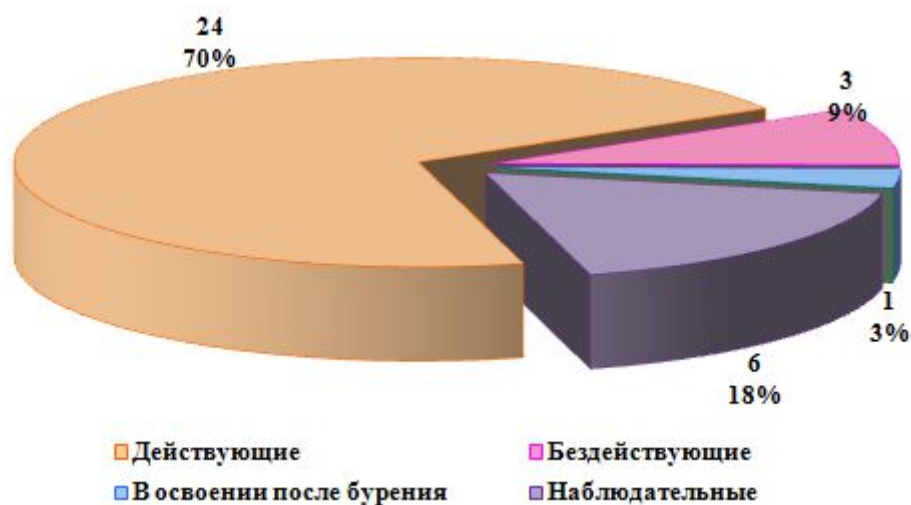


Рисунок 1 – Распределение эксплуатационного фонда скважин.

Газоконденсатные объекты

Скважины газоконденсатных объектов вскрывают от одного до трех пластов одновременно. Подавляющее большинство скважин вскрывают пласты БП₁₂³ и БП₁₄².

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 – БП₁₂₋₁₄, БП₁₅, БП₁₇. Основным по добыче является объект БП₁₂₋₁₄, в состав которого входят три пласта БП₁₂³, БП₁₄² и БП₁₄⁰. Добыча свободного газа, газа газовых шапок и конденсата по газоконденсатным объектам на Восточно-Таркосалинском месторождении начата в 1999 году скважиной № 916Р на пласте БП₁₂³. Динамика основных показателей по газоконденсатным объектам с начала разработки представлена на рисунке 2.

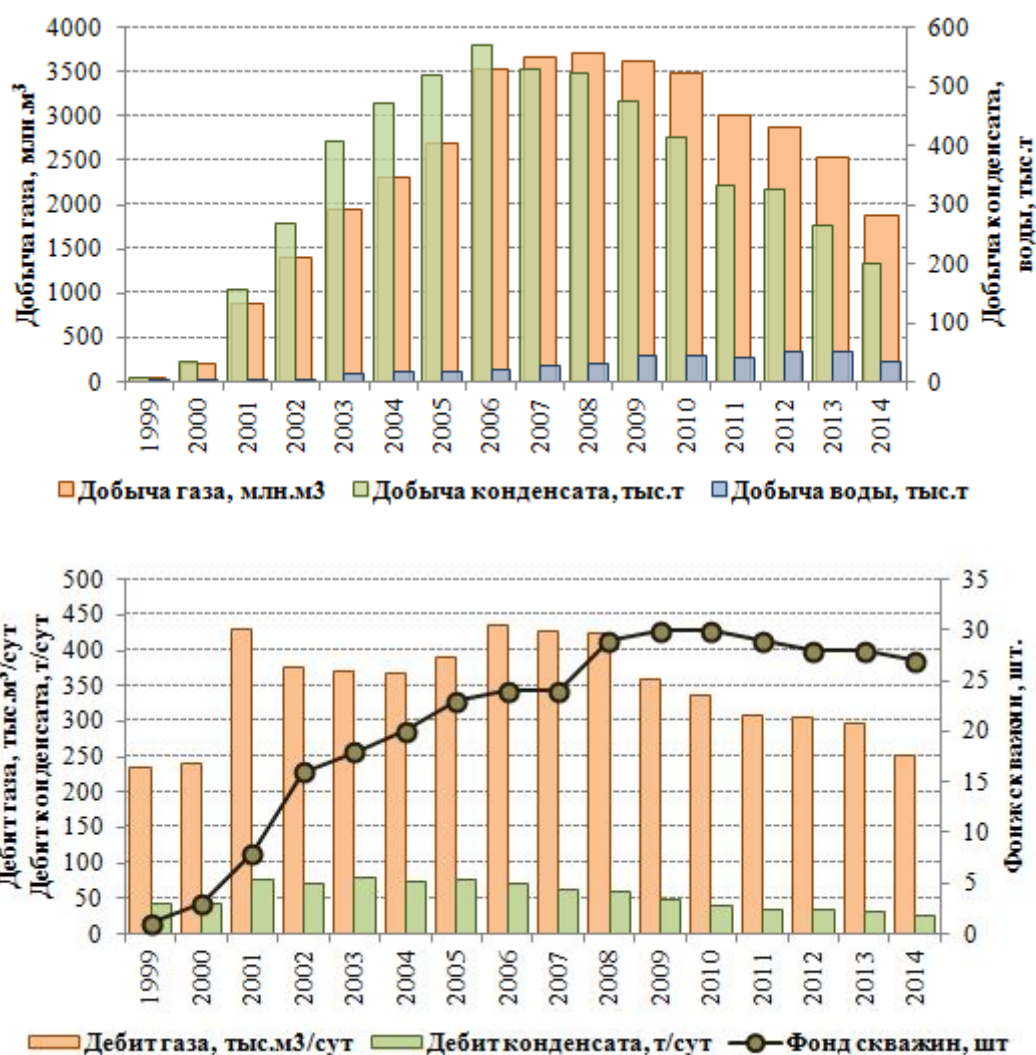


Рисунок 2 – Динамика основных показателей разработки газоконденсатных объектов Восточно-Таркосалинского месторождения

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча свободного газа, газа газовых шапок по газоконденсатным объектам составила 37739 млн.м³, конденсата 5492 тыс.т [3].

Разработка газоконденсатных объектов ведется на режиме истощения. Годовая добыча свободного газа, газа газовых шапок за 2014 год – 1887 млн.м³, конденсата –

199.6 тыс.т, воды – 33.6 тыс.т. Среднегодовой дебит газа в 2014 году составил 252.7 тыс.м³/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.м³), 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/м³, за всю историю эксплуатации максимальный ГКФ достигнут в 2003 году, составляя – 210 г/м³.

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 БП₁₂³ и БП₁₄² объекта БП₁₂₋₁₄ (рисунок 3).

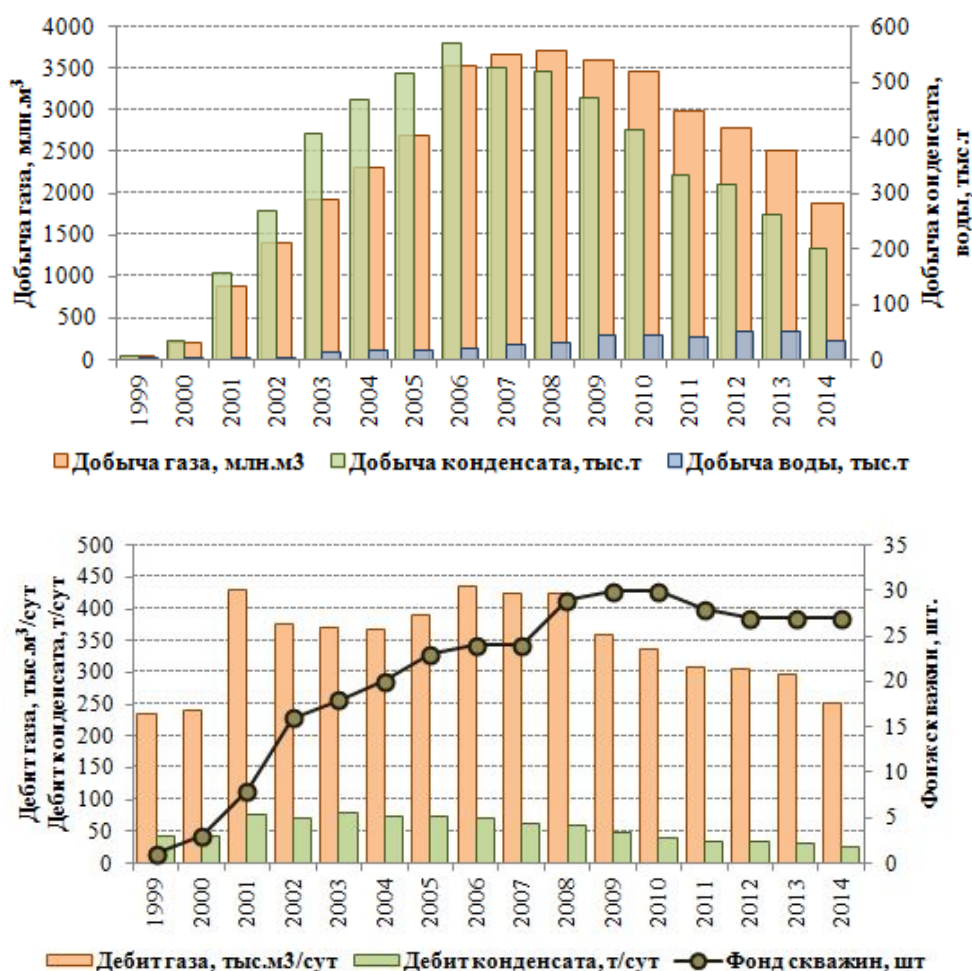


Рисунок 3 – Динамика основных показателей разработки газоконденсатного объекта БП₁₂₋₁₄

Ниже приводится характеристика добычи свободного газа, газа газовых шапок и конденсата по объектам БП₁₂₋₁₄, БП₁₅ и БП₁₇.

Объект БП₁₂₋₁₄

Объект БП₁₂₋₁₄, в состав которого входят три пласта БП₁₂³, БП₁₄² и БП₁₄⁰, разрабатывается с 1999 года. Максимальный уровень добычи газа достигнут в 2008 году (3710 млн.м³), максимальная добыча конденсата – 569 тыс.т (2006 г.). Среднегодовые дебиты газа за период эксплуатации изменялись от 233.7 тыс.м³/сут (1999 год) до 252.0 тыс.м³/сут (2014 год). Максимальный дебит свободного газа по объекту 435.6 тыс.м³/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/м³ (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/м³.

Объект БП₁₅

В состав объекта БП₁₅ входит одноименный пласт. Объект введен в эксплуатацию в 2002 году, эксплуатируется одной скважиной № 64к совместно с объектом БП₁₂₋₁₄. Максимальный уровень добычи газа газовой шапки достигнут в 2008 году (7.6 млн.м³), максимальная добыча конденсата – 1.7 тыс.т (2006 год). Среднегодовые дебиты газа за период эксплуатации изменялись от 9.9 тыс.м³/сут (2004 год) до 22.6 тыс.м³/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/м³.

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча газа газовой шапки составляет 73 млн.м³, конденсата – 14.5 тыс.т.

За 2014 год добыто газа – 5.1 тыс.м³, конденсата – 0.8 тыс.т, воды – 0.08 тыс.т. Среднегодовое содержание воды в пластовом газе 16.1 г/м³.

Объект БП₁₇

В состав объекта БП₁₇ входит газовая шапка пласт БП₁₇²⁻¹. 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 БП₁₇ составила 91 млн.м³. Накопленная добыча конденсата составила 10.2 тыс.т. КГФ изменялся от 246 (2011 г.) до 222 г/м³ (2013 г.). Накопленная добыча воды составила 222 тонны. Содержание воды в пластовом газе по накопленным показателям 2.3 г/м³.

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

37739 млн.м³, конденсата – 5492 тыс.т. За 2014 год отбор газа – 1887 млн.м³, 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.м³/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/м³) приходится на 2013 г. В 2003 году КГФ имеет максимальное значения 210 г/м³.

Максимальный накопленный отбор свободного газа приходится на объект БП₁₂₋₁₄ (37575 млн.м³), что составляет 99 % от накопленной добычи по газоконденсатной части Восточно-Таркосалинского месторождения. Минимальная добыча газа получена из объекта БП₁₅ (73 млн.м³), что объясняется единственной действующей низкодебитной скважиной №64к, работающей совместно с пластами БП₁₂³ и БП₁₄².

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 БП₁₂³, БП₁₄⁰, БП₁₄², БП₁₅, БП₁₇²⁻¹ 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 ₁₂ ³	28.6	10.9
БП ₁₄ ⁰	28.7	22.9
БП ₁₄ ²	28.7	17.2
БП ₁₅	30.0	23.3

По основной залежи пласта БП₁₂³ (р-н скв. №№ 73Р-70Р-923Р) пластовое давление в зоне отбора снизилось на 17.7 МПа (61.9 %), пласта БП₁₄⁰ – на 5.8 МПа (20.3 %), пласта БП₁₄²

– на 11.6 МПа (40.2 %), пласта БП₁₅ – на 6.8 МПа (22.5 %). Динамика пластовых замеров по газоконденсатным объектам представлена на рисунке 4.

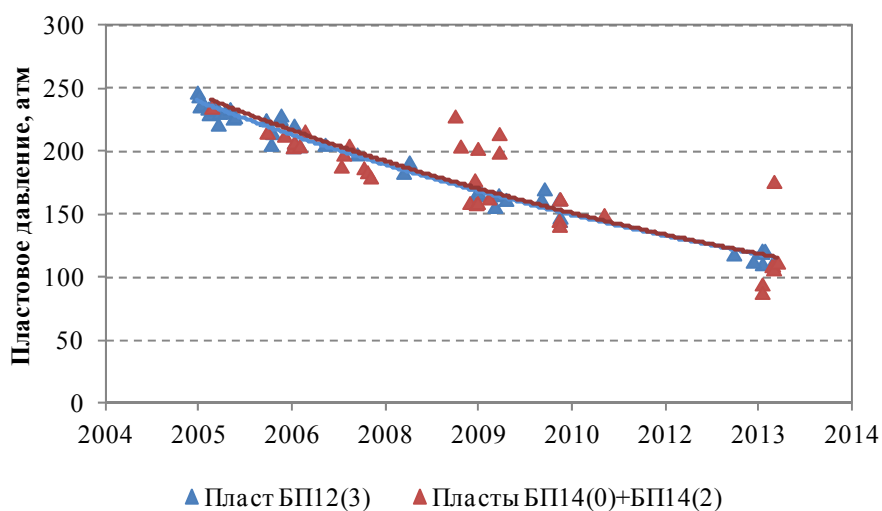


Рисунок 4 – Динамика замеров пластового давления. Газоконденсатная часть Восточно-Таркосалинского месторождения

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 БП₁₄². 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 БП₁₂³. 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 БП₁₂³ составило 13.7 МПа, по основной залежи пласта БП₁₄² – 13.6 МПа, по залежи р-на скважины № 72Р (БП₁₄²) – 17.3 МПа. По пласту БП₁₄⁰ средневзвешенное пластовое давление составляет 22.5 МПа, по пласту БП₁₅ 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.