

ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Лёвкин О.О.

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

Нижнемеловые отложения месторождения представляют собой два купола (Западный и Восточный), не имеющих гидродинамически связанных между собой залежей. Основываясь на указанной особенности геологического строения месторождения, решениями предыдущих проектных документов оба купола рассматривались как самостоятельные объекты, предусматривающие индивидуальную систему сбора и подготовки углеводородной продукции к транспорту. Всего по Северо-Уренгойскому месторождению на балансе числятся 9 пластов на Западном куполе и 27 пластов на Восточном куполе месторождения. Этаж нефтегазоносности на Западном поднятии составляет 334 м, на Восточном – 1243 м. На западном куполе в нижней части продуктивного разреза, в пластах БУ10-БУ11, выделены 12 блоков; выше, в пачке пластов БУ8, сохраняются только два дизъюнктивных нарушения, образующих три блока. Промышленная эксплуатация Северо-Уренгойского месторождения началась в сентябре 2001г., когда на I объект Западного купола были введены скв.1023, 1024, 1025, 1026. Промышленная эксплуатация Восточного купола Северо-Уренгойского месторождения началась в ноябре 2013г., с запуска 13 скважин II, III, IV, V объектов разработки. Разработка Северо-Уренгойского месторождения ведется на режиме истощения, который обеспечивает одновременную добычу газа и конденсата, высокий коэффициент газоотдачи, возможность изменения в широких пределах темпов отбора газа и конденсата. Месторождение вышло на максимальный проектный уровень добычи и находится в стадии постоянной добычи.

Ключевые слова: газ, нижнемеловые отложения, состояние разработки, показатели разработки, добыча газа

CHARACTERISTICS OF THE DEVELOPMENT CURRENT STATE OF THE LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF THE FIELD

Levkin O.O.

Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: levkin.olezhka@inbox.ru

Lower Cretaceous deposits of the deposit are two domes (West and East), which do not have hydrodynamically interconnected deposits. Based on this feature of the geological structure of the field, with the decisions of the previous design documents, both domes were considered as independent objects, providing for an individual system of collecting and preparing hydrocarbon products for transport. In total, along the Severo-Urengoysskoye field, 9 strata on the Western dome and 27 strata on the East dome of the deposit are on the balance sheet. The oil and gas bearing floor in the Western uplift is 334 m, on the East elevation - 1243 m. On the western dome 12 blocks are allocated in the lower part of the productive section, in the layers BU10-BU11; above, in a pack of layers BU8, only two disjunctive disturbances that form three blocks are conserved. Industrial exploitation of the North Urengoy field began in September 2001 when 1023, 1024, 1025, and 1026 wells were commissioned at the I object of the Western dome. The industrial exploitation of the Eastern dome of the Severo-Urengoy field began in November 2013, with the commissioning of 13 wells II, III, IV, V development objects. The development of the Severo-Urengoysskoye field is carried out under the depletion regime, which provides for simultaneous extraction of gas and condensate, a high gas recovery factor, the possibility of changing the rates of gas and condensate extraction within a wide range. The deposit reached the maximum project level of production and is in the stage of constant production.

Keywords: gas, Lower Cretaceous sediments, development status, development indices, gas production

Северо-Уренгойское месторождение открыто в 1966 г. Территория Северо-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения находится на юге Тазовского полуострова, в северной части Западно-Сибирской низменности. Административно месторождение находится в пределах Пуровского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области [1-5].

Населенные пункты в районе расположены редко и на больших расстояниях друг от друга. Ближайшим к месторождению является поселок Тазовский – 80 км к востоку от месторождения. Центр Пуровского района пос. Тарко-Сале расположен в 290 км к юго-западу от месторождения. Столица Ямало-Ненецкого автономного округа – г. Салехард – расположен примерно в 440 км от рассматриваемой территории. Ближайший крупный населенный пункт – г. Новый Уренгой – расположен приблизительно в 150 км на юг, здесь находится железнодорожная станция и аэропорт. Ближайшими месторождениями, запасы которых утверждены в ГКЗ, являются: Уренгойское с Ен-Яхинским и Песцовым (в 40 км к югу), Тазовское (в 70 км к востоку), Медвежье (в 200 км к юго-западу), Ямбургское (в 60 км к северо-западу).

Нефтегазоносность в пределах Уренгойского района представлена в широком стратиграфическом диапазоне: от сеноманского яруса верхнего мела до тоарского яруса нижнеюрских отложений включительно. Самая нижняя залежь установлена на Уренгойском месторождении в пласте Ю₁₀. Часто залежи нижнемеловых отложений в пределах района имеют нефтяные оторочки.

По сходству фациальных условий накопления осадков, формирования в них ловушек и залежей нефти, газа и газоконденсата, обладающих близкими свойствами и параметрами в пределах указанного стратиграфического диапазона в Уренгойском районе выделяется снизу вверх пять нефтегазоносных комплексов: нижне-среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский, апт-сеноманский.

Этаж нефтегазоносности на Западном поднятии составляет 334 м, на Восточном – 1243 м (рисунок 1). На западном куполе в нижней части продуктивного разреза, в пластах БУ₁₀-БУ₁₁, выделены 12 блоков; выше, в пачке пластов БУ₈, сохраняются только два дезьюктивных нарушения, образующих три блока. Однако нумерация блоков в пластах БУ₈¹⁻³ западного купола сохраняется единой с блоками в пластах БУ₁₀-БУ₁₁. Промышленная эксплуатация Северо-Уренгойского месторождения началась в сентябре 2001г., когда на I объект Западного купола были введены скв.1023, 1024, 1025, 1026.

Промышленная эксплуатация Восточного купола Северо-Уренгойского месторождения началась в ноябре 2013г., с запуска 13 скважин (№№2013, 2014а, 2032, 2033а, 2034а, 2035, 2036,2041а, 2054, 2055, 2056, 2065, 2066) II, III, IV,V объектов разработки.

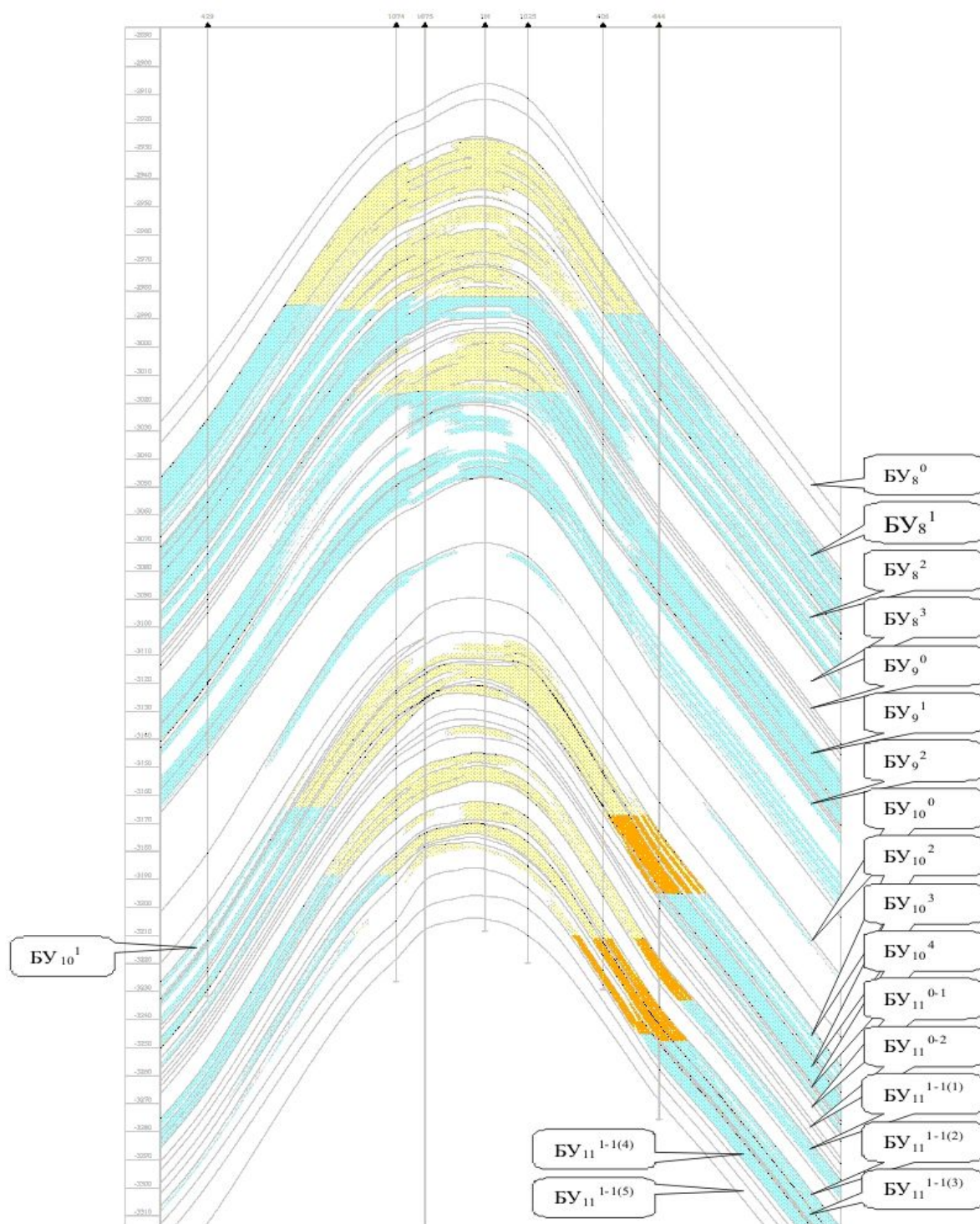


Рисунок 1 – Геологический разрез месторождения

Разработка Северо-Уренгойского месторождения ведется на режиме истощения, который обеспечивает одновременную добычу газа и конденсата, высокий коэффициент газоотдачи, возможность изменения в широких пределах темпов отбора газа и конденсата.

Месторождение вышло на максимальный проектный уровень добычи и находится в стадии постоянной добычи.

По состоянию на 01.01.2015г в промышленной эксплуатации находятся 19 газоконденсатных залежей, сгруппированных в 7 эксплуатационных объектов.

Эксплуатационный фонд составляет 90 скважины, действующий фонд скважин составляет 86 скважин.

На 01.01.2015г в целом по Северо-Уренгойскому нефтегазоконденсатному месторождению накопленный отбор «сухого» газа составил 55,720 млрд.м³, стабильного конденсата – 6,317 млн.т.

На рисунке 2 представлены уровни добычи УВ по Северо-Уренгойскому нефтегазоконденсатному месторождению.

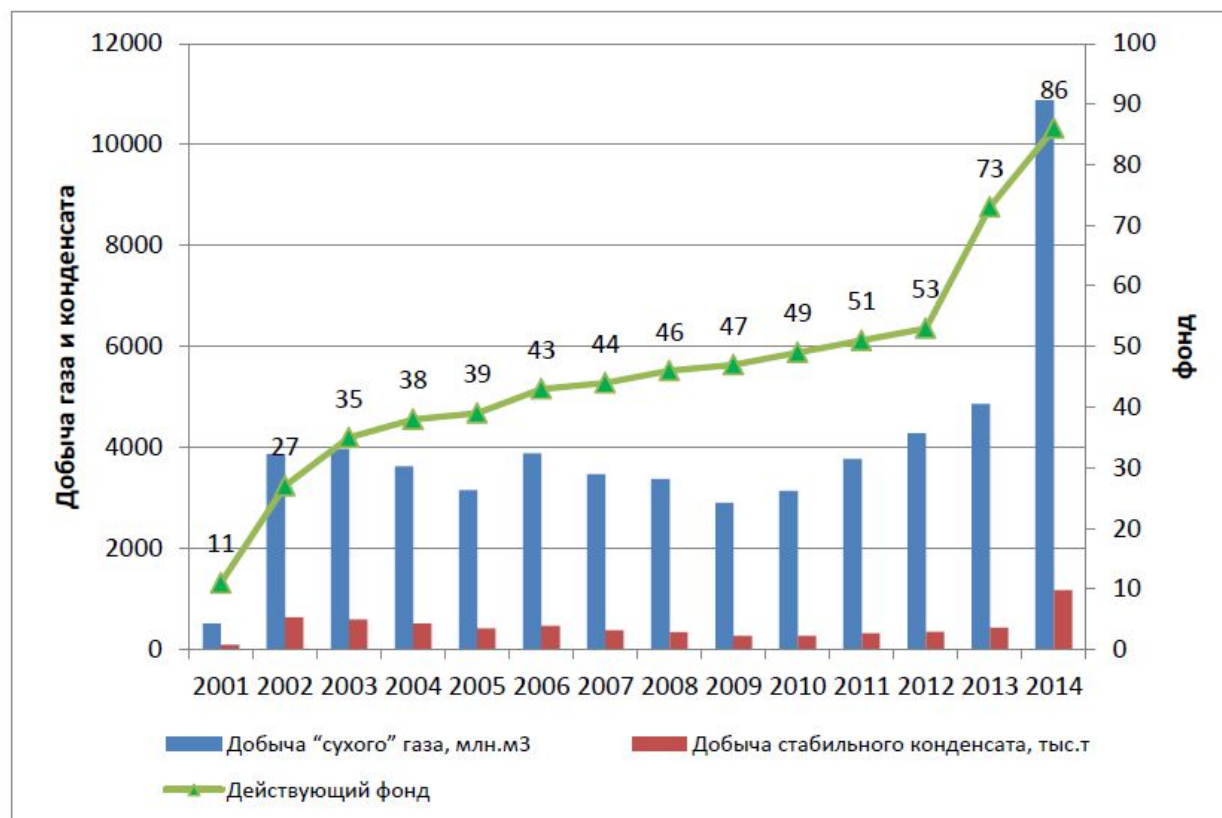


Рисунок 2 - Динамика добычи УВ по Северо-Уренгойскому нефтегазоконденсатному месторождению

Нефтегазоконденсатные залежи на Западном куполе находятся в разработке с 2001г. За этот период основные решения и технологические показатели по добыче углеводородной продукции, по мере получения дополнительной геолого-промысловой информации, уточнялись и приводились в соответствие с текущим состоянием разработки в рамках «Проекта разработки...» в 2006г, «Авторского надзора...» в 2008г и «Дополнения к «Проекту разработки...» в 2010г.

Действующим, в настоящее время, руководящим документом является «Технологический проект разработки нижнемеловых залежей Северо – Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения», в соответствии с которым установлены проектные отборы углеводородного сырья и технологические показатели работы скважин.

Начальный период освоения, связанный с вводом только газоконденсатных залежей I объекта на Западном куполе, характеризовался более быстрыми темпами наращивания отборов газа и добычи углеводородной продукции, чем предусматривалось проектным документом. Фактически к концу 2003г достигнутый отбор пластового газа превышал проектный на 7%. Данное обстоятельство стало возможным благодаря интенсивному вводу газоконденсатных скважин и их эксплуатации с повышенными дебитами. Вместе с тем, накопленный отбор газа за этот период превысил проектный на 28 %, что в последующий период, из-за более высокого темпа снижения пластового давления, вызвало расхождение с проектными показателями технологического режима работы скважин. В период 2004 и 2005 гг., из-за периодических ограничений по приему газа в систему магистрального транспорта ОАО «Газпром», фактическая добыча углеводородной продукции была ниже проектной, соответственно на 27% и 38%, что позволило несколько уменьшить расхождения в показателях работы скважин. Однако, полученная в результате бурения скважин и разработки залежей, новая геолого-промысловая информация обусловила необходимость в уточнении основных решений и показателей разработки залежей.

В проектном документе, утвержденном в 2006 г., технологические показатели разработки залежей приведены в соответствие фактическому состоянию и предусмотрено дополнительное бурение, и ввод скважин на разрабатываемый I объект. Но, уже в следующем 2007 году, из-за отставания с вводом новых скважин, необходимое количество действующего фонда на уровне проектного обеспечить не удалось. В результате, фактические показатели по добыче углеводородов оказались ниже проектных более чем на 10%, хотя средние показатели технологического режима работы скважин практически соответствовали прогнозным.

В рамках «Авторского надзора...», выполненного в 2007г, показатели добычи газа и конденсата были скорректированы, и в 2008г отклонения в технологических показателях были в пределах допустимых.

За 2009г фактический отбор пластового газа и добыча промысловой продукции составили на 24% ниже, чем предусмотрено проектным документом. В некоторой степени данные отличия связаны с недостаточной степенью геолого-физической изученности II и III объектов на момент проектирования, однако основным фактором, повлиявшим на несоответствие показателей по всем разрабатываемым объектам, является меньший, чем планировалось, действующий фонд скважин и отставания сроков строительства и ввода ДКС.

В 2010г отклонения в отборах как пластового газа, так и стабильного конденсата, не превысили 6%, а добыча газа сепарации почти соответствует проектной. Максимальное

отклонение минус 7,2% наблюдается по потенциальному содержанию стабильного конденсата ($C_{5+В}$) в пластовом газе. Данное обстоятельство связано как с несоответствием фактической газоконденсатной характеристики I объекта эксплуатации с принятой в «Проекте разработки...», так и с отставанием ввода в эксплуатацию ДКС, влияющей на унос конденсата с газом сепарации при подготовке углеводородной продукции к транспорту.

В 2011г также отмечаются отклонения в потенциальном содержании, но уже на уровне минус 8,2%, при этом наблюдается рост расхождения по удельному выходу нестабильного конденсата, которое за рассматриваемый период достигло минус 13,6 %. Помимо этого, за 2011г возросло отклонение в добыче газа, которое составило минус 22,7%, а добыча нестабильного конденсата оказалась ниже проектной на 32,8%. Основными причинами расхождения в добыче углеводородов явились: отставание срока ввода ДКС, которую, согласно проектному документу, планировалось ввести в I квартале 2011г, и невозможность, из-за этого, снижения рабочего устьевого давления в первом полугодии 2011г; ограничения в приеме нестабильного конденсата, установленные Сургутским ЗСК (ОАО «Газпром») на протяжении четырех летних месяцев; отставание сроков ввода в эксплуатацию скважин куста № 110-а, предусмотренных проектом. Ввод ДКС и снятие ограничений по приему нестабильного конденсата в сентябре 2011г позволили существенно сократить достигнутые в I полугодии отклонения в показателях добычи углеводородной продукции до конца года.

В 2012г, так же как и в 2011г, отрицательные отклонения фактических показателей разработки газоконденсатных залежей от проектных сохранились. Стоит отметить, что уровень данных отклонений существенно сократился относительно отклонений показателей 2011г. Так, фактическое содержание стабильного конденсата оказалось на уровне минус 10,9% от проектного показателя. Кроме того, в анализируемом периоде произошло уменьшение отклонения в добыче газа, уровень которого составил минус 12,7%.

Причиной уменьшения отклонений в сравнении с 2011г и, как следствие, улучшения основных показателей разработки, явился ввод ДКС, который позволил использовать более высокие депрессии при эксплуатации скважин. В то же время, прирост добычи был обеспечен вводом в эксплуатацию ещё трёх новых скважин (скв. 1103, 1106, 1108) куста № 110-а и переводом ряда скважин на второй и третий эксплуатационные объекты разработки, характеризующиеся более высокими энергетическими показателями.

Несмотря на снижение расхождений по основным технологическим показателям, которые в настоящее время находятся в допустимом диапазоне, необходимо уточнение газоконденсатной характеристики объектов, причем не только I объекта эксплуатации, по

которому содержание стабильного конденсата, в пластовом газе, меньше проектного на 20,8%.

В 2013 году наблюдаются отклонения фактических показателей разработки газоконденсатных залежей от проектных значений. Причиной отклонений добычи от проектных значений Западного купола связана с тем, что часть скважин находилась в ожидании освоения после бурения.

За 2013 год, отбор «сухого» по месторождению составил 4,863 млн.м³, что ниже проектного уровня на 13,8 %. добыча нестабильного конденсата ниже проектной на 20,4%. Основной причиной расхождений проектных значений по добыче углеводородного сырья явилось отставание ввода в эксплуатацию скважин Восточного купола С-УНГКМ, несоответствие фактической конденсатной характеристики (фактического содержания нестабильного конденсата в добываемом газе), по отношению к рассчитанным проектным значениям. В целом по месторождению, фактические показатели соответствуют проектным значениям, расхождения проектной от фактической добычи не превышает 20% , находятся в допустимом диапазоне.

За 2014 год отклонения по добычи газа оказались выше проектных, причиной уменьшения отклонений в сравнении с 2013г, ввод скважин из бездействующего фонда и бурения в эксплуатацию. Также на улучшение основных показателей разработки Западного купола повлиял перевод скважин с I объекта разработки на II и III эксплуатационный объект, характеризующихся повышенным пластовым давлением и, как следствие, более высоким потенциалом.

По Восточному куполу также осталось несоответствие фактической конденсатной характеристики от проектной, необходимо уточнение и корректировка газоконденсатной характеристики объектов разработки Восточного купола, также уточнение проектных уровней добычи газа и конденсата продиктовано результатами доразведки и эксплуатационного бурения, существенно уточнив представления о геологическом строении и повлекший оперативный подсчет запасов.

Добыча газа и конденсата Западного купола ведется из трех эксплуатационных объектов - I (пласты БУ₈¹, БУ₈², БУ₈³), II (пласт БУ₁₀), III (пласты БУ₁₁¹⁻¹, БУ₁₁¹⁻², БУ₁₁¹⁻³, БУ₁₁²⁻¹, БУ₁₁²⁻²).

На 01.01.2015г. на Западном куполе Северо-Уренгойского месторождения, добыча газоконденсатной продукции за все время разработки (2001-2014 гг.) велась из 53 скважин, из которых получено 48 840 млн.м³ «сухого» газа и 5 462 тыс.тн. стабильного конденсата.

Добыча Западного купола Северо-Уренгойского месторождения в 2014г. составила – 4 876 млн.м³ «сухого» газа и 432 тыс.тн. стабильного конденсата.

По состоянию на 01.01.2015 г. эксплуатационный фонд Западного купола Северо-Уренгойского месторождения составляет – 57 скважин.

Коэффициент использования фонда в 2014 году составил 0,9 д.ед. и почти на протяжении всего периода разработки газоконденсатных залежей не снижался ниже 0,9 д.ед., коэффициент эксплуатации за 2014 год составил 0,96 д.ед.

В результате технических и технологических осложнений, во время эксплуатации скважин Западного купола, 15 скважин I объекта были переведены на нижележащие эксплуатационные объекты.

Литература

1. Проект опытно-промышленной эксплуатации Восточного купола Северо-Уренгойского месторождения [текст]: Отчет о НИР /ЗАО «СибНАЦ»; Руководитель Балин В.П. –Тюмень, 2005.
2. Проект разработки газоконденсатных залежей Западного купола Северо-Уренгойского месторождения [текст]: Отчет о НИР /ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель Юшков Ю.Ф. –Тюмень, 2006.
3. Авторское сопровождение «Проекта разработки нефтегазоконденсатных залежей Западного купола Северо-Уренгойского месторождения» [текст]: Отчет о НИР /ООО «ТюменНИИгипрогаз»; Руководитель Юшков Ю.Ф. –Тюмень, 2007.
4. Подсчет запасов нефти, конденсата и газа по Северо-Уренгойскому месторождению Ямало-Ненецкого национального округа Тюменской области по состоянию на 01.01.1990 [текст]: Отчет о НИР /«Тюменьгеология»; Руководитель Островская К.В. – Тюмень, 1990.
5. Отчет по переоценке запасов нефти, газа и конденсата Восточного купола Северо-Уренгойского месторождения по состоянию на 01.01.2003 [текст]: Отчет о НИР /ОАО «СибНАЦ»; Руководитель Плесовских И.А. – Тюмень, 2003.