

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования



**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 24.04.01 Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оптимизация технологии подготовки газа в период падающей добычи на месторождении Т (ЯНАО)

УДК 622.279.8-048.34(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5В	Касымов Тимур Маратович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Дозморов Павел Сергеевич	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф.	Немцова Ольга Александровна	К.Х.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. Кафедрой ГРHM	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г-М.Н.		

Томск – 2017 г.

Оглавление

Введение.....	12
1. Геолого-промысловая характеристика месторождения Т	13
1.1 Орогидрографическая характеристика района	13
1.2 Газоносность.....	14
1.3 Анализ текущего состояния разработки сеноманской залежи месторождения Т.....	18
Основные проектные решения по разработке месторождения.....	18
Фактические показатели разработки.....	20
2. Оптимизация технологического режима эксплуатации системы сбора газа..	28
2.1 Газосборная система сеноманских УКПГ	28
2.2 Мониторинг состояния газосборных систем	29
2.3 Расчет коэффициента эффективности газосборной системы УКПГ	31
Обследование термобародинамических режимов работы ССГ	31
2.4 Анализ работы газосборной системы	38
2.5 Технические решения по оптимизации работы	43
3. Оптимизация технологии подготовки газа сеноманской залежи месторождения Т в период падающей добычи	46
3.1 Проектная схема подготовки газа	46
Технологическая схема подготовки газа	47
Описание технологической схемы установки регенерации ДЭГ	48
Станция охлаждения газа	50
Параметры работы УКПГ	53
3.2 Проблемы промысловой подготовки газа и возможные направления решения	54
3.3 Модернизация абсорберов	57
Совершенствование массообменного оборудования подготовки газа	57
Модернизации МФА регулярной пластинчатой насадкой.....	60
3.4 Основные направления совершенствования технологических процессов	65
3.5 Технологический процесс осушки газа УКПГ-1	66
Основание для разработки	66
Описание двухступенчатой осушки газа.....	68
Результаты расчетов осушки газа.....	69
3.6 Технологический процесс двухступенчатой осушки газа УКПГ-2.....	71
4. Технологический расчет абсорбционного процесса осушки газа	79
4.1 Режим работы абсорбера №1	79
4.2 Методика расчёта количества диэтиленгликоля	79
Исходные данные для расчета	80
Расчет количества диэтиленгликоля	81
4.3 Расчет массообменной секции.....	84

Расчет фактора скорости аппарата	84
Исходные данные для расчета	85
Определение числа теоретических тарелок	86
Расчет числа теоретических тарелок	89
Расчет гидравлического сопротивления массообменной секции	92
4.4 Расчет фильтрующей секции	94
4.5 Анализ эффективности работы абсорбционного оборудования по результатам расчетов	100
5. Экономическое обоснование оптимизации схемы подготовки газа на установках комплексной подготовки газа месторождения Т	103
5.1 Расчет экономической эффективности от внедрения проекта «Объединение УКПГ-1, 2 для совместной подготовки газа».....	103
6. Социальная ответственность	111
6.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	111
Анализ потенциальных опасностей и производственных вредностей..	111
Вредные вещества	113
Повышенный уровень электромагнитных излучений	117
Повышенный уровень шума и вибрации.....	117
Метеорологические условия	119
6.2 Анализ опасных факторов.....	120
Основные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	120
Основные мероприятия по обеспечению электробезопасности	125
6.3 Мероприятия по охране окружающей среды при подготовке газа	126
Охрана атмосферного воздуха	126
Охрана почв и недр	127
Охрана поверхностных и подземных вод.....	129
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	131
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	132
Заключение	134
Список публикаций студента.....	137
Список использованных источников	138
Приложение А Geologic production characteristics of the Urengoi oil and gas condensate deposit.....	140
Приложение Б Обзорная карта месторождений севера.....	151
Приложение В. Технологическая схема обвязки куста газовых скважин.....	152
Приложение Г. Конструкция и оборудование эксплуатационной скважин...	153
Приложение Д. Принципиальная схема подготовки газа №1.....	154
Приложение Е. Принципиальная схема подготовки газа №2.....	155

Приложение Ж. Эскиз модернизированного абсорбера.....	156
Приложение З. Схема совместной подготовки газа.....	157
Приложение И. Принципиальная схема подготовки газа №3.....	158
Приложение К. Принципиальная схема подготовки газа №4.....	159
Приложение Л. Схема сбора газа.....	160

Введение

Газовая промышленность, ведущая отрасль топливно-энергетического комплекса страны, осуществляет важнейшие функции в экономике России и поддерживает ее энергетическую безопасность.

Ведущее место в подготовленных запасах России занимает Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) с разведанными запасами более 30 трлн. м³ природного газа.

На сегодняшний день, на завершающей стадии, находятся большинство эксплуатируемых в округе месторождений.

Подготовка газа к транспорту осуществляется по технологии абсорбционной осушки. Период падающей добычи характеризуется следующими особенностями: падение отборов газа по причине истощения месторождения; осложнения эксплуатации низкодебитных скважин при существующей системе сбора газа; повышение влагосодержания газа, снижение массообменной эффективности абсорберов при понижении рабочего давления и повышенных температурах контакта в компрессорный период эксплуатации месторождений; загрязнение диэтиленгликоля из-за обводнённости скважин и увеличения времени циркуляции гликоля; неэффективная работа аппаратов воздушного охлаждения дожимных компрессорных станций I ступеней и т.д.

Данные особенности эксплуатации месторождений, находящихся стадии падающей добычи, определяют необходимость приведения газодобывающих объектов в соответствие с требованиями обеспечения плановых объёмов добычи, качества промысловой подготовки газа, надежности, промышленной и экологической безопасности, повышения экономической эффективности.

С этой целью в настоящей диссертации рассмотрены энергосберегающие технические решения, направленные на оптимизацию термобарических режимов работы установок осушки газа. Таким образом, для реализации технических решений на практике, необходимо:

- изучить геолого-промысловую характеристику месторождения;
- провести анализ эксплуатации системы сбора газа;

- описать наиболее оптимальные технические решения;
- рассчитать абсорбционный процесс осушки газа;
- рассчитать экономическую эффективность от внедрения проекта;
- проверить основные факторы, влияющие на человека при проведении необходимых работ.

Аннотация

Анализ выполнения проектных решений по уровням добычи газа сеноманской залежи по площадям и месторождениям, показывает, что в фактическая добыча газа по месторождения ниже проектной.

На основании проведенного анализа фактического состояния разработки сеноманской залежи N месторождений следует вывод: разработка осуществляется с отступлениями от проектных решений, что привело к отклонению фактической добычи газа от проектной величины по сеноманской залежи N месторождений, а за период 2005–2012 годы присутствовал огромный недобор газа.

К настоящему моменту площади месторождения Т значительно истощены – газовая отдача по ним составила 50–80% от утвержденных.

Обеспечение условий эксплуатации в период падающей добычи является актуальной научной задачей, как в настоящий момент, так и на ближайшее будущее, поскольку в этот период разработки в связи с подъемом пластовой воды к интервалам перфорации эксплуатационных скважин, а также падением пластового давления, значительно ухудшаются условия добычи газа.

Поэтому для выполнения запланированной добычи потребуется внедрение как новых технологий воздействия на продуктивный пласт, так и внедрение новых технологий нацеленных на оптимизацию процесса подготовки газа.

Проблемы эксплуатации газосборных систем Т месторождения на поздней стадии их разработки обусловлены падением устьевых давлений и дебитов скважин, учащающимися по мере дренирования скважин прорывами ГВК к забоям скважин, более интенсивным накапливанием конденсационной и пластовой жидкости в полости шлейфов. Особенностью газосборных систем является большая протяженность шлейфов и газосборных коллекторов, прокладываемых на территориях с достаточно выраженным рельефом и их большой диаметр. Эти обстоятельства приводят к достаточно интенсивному выпадению жидкой фазы в промысловых газопроводах, особенно в теплый период года при уменьшенных отборах скважинной продукции.

Увеличение объемов жидкой фазы в промышленных газопроводах приводит к росту гидравлических потерь в системах сбора и увеличению нестационарности режимов работы газосборных систем и, как следствие, к осложнениям в работе как первичных сепараторов установок комплексной подготовки газа. Это дает возможность на основе полученных в ходе мониторинга результатов принимать обоснованные решения по конкретным мероприятиям, связанным с вопросами оптимизации работы газосборной системы. А также рекомендовать наиболее оптимальные технические решения.

Вступление месторождения в компрессорный период эксплуатации приводит к существенным осложнениям в промышленной подготовке газа. В первую очередь это проблема своевременного ввода дожимных мощностей, отражающаяся на всех используемых технологиях. Во-вторых, ввод дожимной компрессорной станции, при потенциально низкой эффективности воздушного охлаждения и несовершенстве конструкции аппаратов воздушного охлаждения, нарушает температурный режим обработки газа, как в летний, так и зимний периоды. Нарушение температурного режима сказывается наиболее сильно на абсорбционной осушке.

Повышение температуры контакта газ–гликоль при изначально низкой массообменной эффективности абсорберов приводит к резкому повышению температуры точки росы осушенного газа вплоть до нарушения требований стандартов. Идеология решения проблемы качества газа в компрессорный период в значительной степени определяется проектным положением дожимной компрессорной станции относительно осушки и возможностями её переподключения. Обеспечение нормативного качества промышленной подготовки газа в компрессорный период возможно за счёт:

- увеличения массообменной эффективности абсорберов;
- снижения температуры контакта;
- повышения давления контакта;
- повышения концентрации и подачи регенерированного гликоля.

Увеличение массообменной эффективности абсорбционных установок может быть достигнуто за счёт модернизацией абсорберов с использованием новых высокоэффективных контактных устройств (регулярная пластинчатая насадка).

Технологический расчет абсорбционного процесса осушки газа включает определение числа теоретических тарелок, количества поглотительного раствора, его исходной и конечной концентрации, фактора скорости газа, коэффициента массопередачи, гидравлического сопротивления массообменной и фильтрующей секции.

Расчет проведен с целью определения и анализа массообменной эффективности абсорберов, оборудованных регулярной пластинчатой насадкой, на текущий момент и на перспективу. Расчет выполнен на трех технологических режимах работы абсорбера.

С экономической точки зрения описана целесообразность внедрения проекта совместной эксплуатации установок комплексной подготовки газа, при условии вывода из эксплуатации оборудования цеха очистки газа, двух ступеней компримирования дожимной компрессорной станции, станции охлаждения газа. Рассчитана экономическая эффективность от внедрения проекта на месторождении Т. По итогам расчётов, внутренняя норма доходности составила 31%, что превышает норму дисконта, чистый доход более 200 млн. руб.

Для проведения работ по анализу механических примесей у операторов имеется определенное рабочее место, на котором должна быть соблюдена техника безопасности для ведения различного рода работ.

Рабочее место оператора по добыче нефти и газа располагается непосредственно на кустовой площадке, на которой находятся нефтедобывающие скважины, а также в помещении цеха добычи нефти и газа.

В районе рабочей зоны, которая находится на кустовой площадке, располагаются скважины и все элементы управления, которые обеспечивают ее работу, а именно: блок малой автоматики и автоматическая групповая замерная установка, находящаяся на кусту скважин. Добыча газа производится круглый

год без перерывов, исключая время на проведение ремонта. Камеральные работы производятся в здании цеха добычи нефти и газа, оборудованного персональными компьютерами.

1. Geologic production characteristics of the Urengoi oil and gas condensate deposit

1.1 Orohydrographic characteristics of the area

The Urengoy oil and gas condensate field (Urengoy, Yen-Yakhinsky and Pestsovaya areas) is located in the Purovsky and Nadymsky areas of the Yamal-Nenetsky national district of the Tyumen region. The North Urengoy field is located 5 km to the north of the Yen-Yakhinskoye area border, Pestsovaya area borders in the Yen-Yakhinskaya area in the west. Yen-Yakhinskaya, Pestsovaya and a part of Urengoyaskaya areas are located beyond the Arctic Circle. An overview map of the Tyumen region is given in Appendix A.

The region is in the permafrost zone (PFZ), the temperature of which decreases from south to north by 1°C per 100 km. The structure of permafrost layers is from a monolithic deposit in the North Urengoy field to a layered one in the river valleys in the south of the Urengoy area. Occurrence depth of PFZ is from 0 to 360–500 m. The temperature of PFZ is from minus 1–2°C to minus 5°C. Temperature gradient in the thickness of PFZ is (average) 3.8°C per 100 meters of the section. In the PFZ section there are also inter-permafrost regional thawed rocks, to which aquiferous horizons are confined. All water supply to Novy Urengoy and local water intakes of gas fields are carried out thanks to the development of these taliks.

The climate is sharply continental, with cold winters and short cool summers. The average winter temperature is minus 17°C. The coldest months of the year are December, January, February. In these months, frosts reach minus 50–55°C and are often accompanied by strong winds. The frost-free period is from mid-June to mid-September. The warmest month is July. Its average temperature varies from 6 to 15°C, and the maximum temperature can reach 40°C. The amplitude of temperature fluctuations between the coldest and warmest months is 80°C. The thickness of the snow cover in all areas under consideration reaches 1 to 2 m in relief depressions. The average annual precipitation reaches 350 mm. Most of them (70%) fall in the summer months.

The hydrographic network is formed by the Pur River (in the east of the district) and its left tributaries: Evo-Yakha, Ngarka-Yeseta Yakha, Malhoy-Yakha, Tab-Yakha, Hadutta. Only the river Pur is navigable. The rivers are opened in late May - early June, they freeze in mid-October.

The Great Urengoy deposit includes:

- actually Urengoy uplift
- Yen-Yakhinsky uplift
- Pestsovy uplift
- North-Urengoy field

1.2 The gaseous state

Three layers of oil and gas are distinguished in the Great Urengoy deposit section:

- the upper layer - Cenomanian deposits, at a depth of 1030–1260 m;
- middle layer - Lower Cretaceous gas-condensate-oil deposits, lying to a depth of 3500 m;
- the lower layer - Berrias-Valanginian and Jurassic gas condensate-oil deposits, lying at a depth of more than 3500 m.

Cenomanian deposits of the Urengoy and North-Urengoy fields belong to the upper layer of the gas content.

The Cenomanian deposit of the Urengoy field belongs to the sub massive type. The absence of continuous shale baffles separating the deposit by the area and the layer of the gas content does not allow it to be attributed to a massive reservoir type. The considered deposits are water-driven. The gas-water contact has a gentle north-northwest incline.

In essence, the structure system of the Urengoy anticline and the uplifts (Yen-Yakhinskoye and Pestsovoye), in fact, unite one of the largest deposits with a single water-oil contact plane.

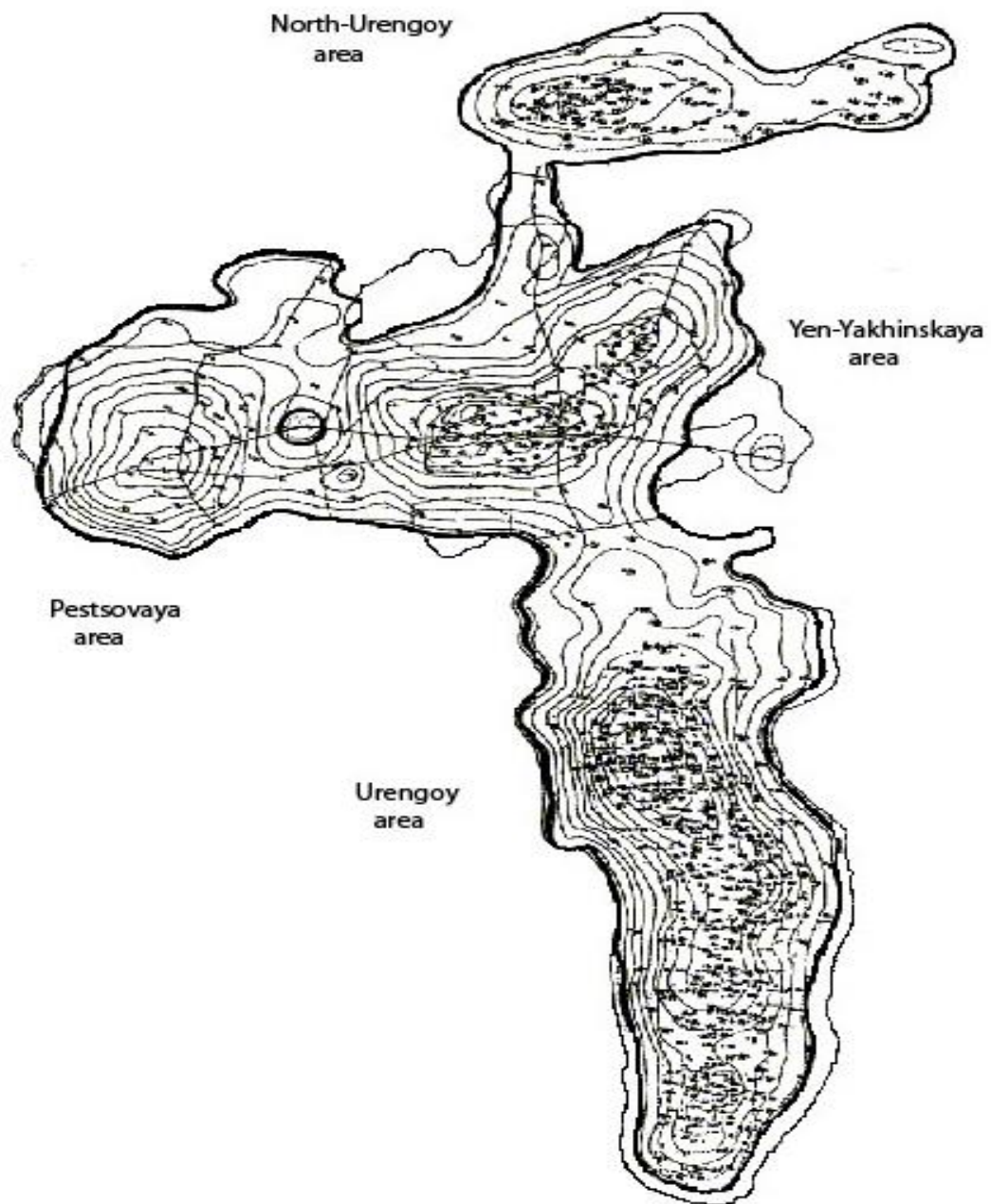


Figure 1.1 – Map of Urengoy oil and gas condensate field area

These structures are separated from the actual Urengoy deposit by saddles of various widths and heights.

The sizes of the deposit according to the initial contour of gas content, specified in the reserve calculation in 1989 are: the length of the deposit is 170 km; the width - from 23 to 30 km; the height – 230 km; the area – 6337 km².

The deposit is a dome, water-driven, of the massive type with a heterogeneous terrigenous collector, intermittent spread of clay and clay rock interlayers over the area of the field.

The filtration-capacitive parameters of the collectors are within the limits of:

- open porosity – 28–35%;
- permeability – 30–3500 mD;
- gas saturation – 70–74%;
- original reservoir pressure – 12.2 MPa;
- average reservoir temperature is 31°C.

Within the Yen-Yakhinskaya area, the gas content of the Valanginian-Barremian and Cenomanian complexes was established. The main gas reserves are confined to the Cenomanian deposits. The Cenomanian productive stratum lies at a depth of 1150–1260 m. The thickness of interlayers varies from 0.4 m to 39 m, separating clay from 0.4 to 5–8 m. The total effective thickness varies from 2.6 m to 87 m. The total gas-saturated thickness reaches 96.6 m, gas-water contact was made at the absolute mark of 1186 m (well # 12081) to 1204.5 m (wells 67, 75). The contact in the north-east direction is noted, which is consistent with the regional change in water head.

Sandstones and siltstones predominate in the upper and lower parts of the section in the zone drained by the wells GPP -11, the middle part is represented by clay rocks. In the zones drained by wells CGTP -12, 13 the section is more homogeneous, but is represented by low permeable sandy-siltstone rocks ($K_{pr} < 300$ mD). Thus, the productive stratum has an inhomogeneous structure over the area (zonal inhomogeneity) and a cut (layered heterogeneity).

1.3 Physico-chemical characteristics of the gas

The gas of the Cenomanian deposit of the Great Urengoy fields is very similar in chemistry to the gas of other Cenomanian deposits in the north of the Tyumen region, it has mainly methane composition (from 95.4 to 99.3%). The maximum content of hydrocarbons $C_2 + \text{higher}$ does not exceed 1.0%.

The relative specific gravity of the Urengoy field gas varies from 0.557 to 0.563 by air. Critical parameters:

- average critical pressure - 4.73 MPa;
- average critical temperature - minus 82.5°C;
- the net calorific value – 7648–7972 kcal / m³.

The average content of the components of the gas are: CH₄ - 98.28%; C₂H₆ – 0.15%; C₃ H₈ - 0.002%; C₄ H₁₀ 0.0014%; C₅ + higher - 0.0006%; CO₂ – 0.35%; H₂ - 0.02%; N₂ - 1.16%; He + Ne - 0.013%; Ar + Kr + Xe 0.023%; H₂ S traces.

Table 1.1 shows the average composition of the stratal gas CGTP -11, 12, 13.

Table 1.1 - Composition of stratal gas, % vol.

Parameter name	Value, %
CH ₄	99.038
C ₂ H ₆	0.065
C ₃ H ₈	0.002
N ₂	0.767
CO ₂	0.035
O ₂	0.009
Relative humidity, %	100
Density at 20° C, kg / m ³	0.674
Net heating value, MJ	33.13

The reservoir water is of the chloralcium type, the density is 1.013 g / cm³, the viscosity varies from 0.7 to 0.8 cps. Water contains dissolved hydrocarbon gases.

1.4 The main design solutions for the development of the field

The Cenomanian deposit of the Great Urengoy fields includes the Urengoy (Urengoy, Yen-Yakhin and Pestsovaya areas) and the North-Urengoy field.

The Urengoy field has been in operation since 1978. Pestsovaya area was the last of the three areas of the field to be put into development in December 2004.

Reservoir and production engineering of the Urengoy field was carried out in several stages, in connection with the revision of gas reserves, the change in design tasks, the backlog of well- drilling and field construction.

In the field, unique in gas reserves and located in hard-to-reach conditions, in the first projects, a fundamentally new system of development and arrangement has been considered:

- cluster placement of vertical production wells of increased diameter in the most productive zones;
- debits, several times higher than previously received in the gas fields of the country;
- a differentiated system of opening a productive horizon;
- complex gas treatment plants (GPP) for increased productivity, etc.

Particular attention was paid (in conditions of limited information) to determining the productive characteristics of the wells, the feasibility study of the optimal production rate and well design, the number of wells in the cluster and the total productivity of the well cluster.

The results of the analysis of the actual state of the field development conducted in the course of the author's supervision during the whole period of operation confirmed the validity of the decisions taken. At the same time, the delay in the commissioning of the GPP, the operational and observation wells, the BCS, and the significant excess of annual withdrawals from the Cenomanian deposit of the Urengoy area led to the need for adjustments to the design parameters.

Since 1998, the Cenomanian deposit of the Urengoy field has been developed on the basis of the "Project for the development of the Cenomanian deposit of the Great Urengoy for full development", approved by the Gas Industry Commission of Gazprom.

At present, the Cenomanian deposit of the Great Urengoy field is in the stage of declining production, the reservoir is operated under conditions of elastic water drive with active introduction of formation waters. The beginning of the introduction of formation water actually coincides with bringing GPP zones into development.

The compressor operation period at the Urengoy field began in 1987. BCS commissioning period was repeatedly corrected for various reasons, which led to a significant deviation in the real operating conditions of UNOGM from the originally designed “Project for the Cenomanian deposit of the Urengoi field to produce 250 billion m³”, 1981.

The delay in BCS introduction led to the fact that a significant stock of wells worked for that period at the $P_z = \text{const}$ mode, because the pressure at the mouth was limited by the pressure in the reservoir. This caused a decrease in the annual productive rate.

At present, there are 14 BCSs in I and II stages at the Urengoy field. The compressor operation period of the North Urengoy field began in 1995. There is one BCS (I and II stage) in work.

With a delay of 3 years in relation to the Project - 1998, the Tab-Yakhinsk site of the Urengoy field (2003) was put into development. The project designation period is 2000.

Pestsovaya area of the Urengoy field was the last to be introduced in the development (the year of commissioning - 2004). According to the project, Pestsovaya area (CGTP -16) was planned to be commissioned in 2001 with the withdrawal in 2004 for a constant gas productive rate 27.5 billion m³ and an operating well stock of 145 units.

The main gas reserves of the Urengoy field account for 68.2% of the Urengoi area, for 22.2% of the Yen-Yakhinskaya and for 9.6% of Pestsovaya area.

As the deposit has been studied, the gas reserves of the Cenomanian deposit of the Urengoy field have been estimated more than once by the volumetric method “GlavTyumengeologiya” and approved by the SCC of the USSR in areas:

- Urengoyetskaya area - 5226.8 billion m³;
- Yen-Yakhinskaya area - 1706.0 billion m³;
- Pestsovaya area - 739.2 billion m³;
- Total - 7672.0 billion m³.

1.5 Actual indicators of the development of the Cenomanian deposit at the Urengoy oil and gas condensate field

From the beginning of the development, 4995.65 billion m³ (60.6% of the approved reserves or 69.8% of the reserves taken for design) have been produced from the Cenomanian deposit of the Great Urengoy fields. The Urengoy field accounts for 94.45% of the produced gas from the Great Urengoy Cenomanian deposit, the North Urengoy field - 5.55%.

The actual indices of the development of the Cenomanian deposit of the Great Urengoy field are presented in Table 1.2.

The total gas production from the Cenomanian deposit of the Urengoy field was 4718.32 billion m³ (61.5% of the approved reserves or 71.1% of the accepted for design). The main share of gas production of the Urengoy field is the share of Urengoy area –

3923.45 billion m³ (83.2% of total production of the field), Yen-Yakhinskaya area – 778.40 billion m³ (or 16.5%), Pestsovaya area – 16.47 billion m³.

Figure 2.1 shows the percentage ratio of annual gas offtake in the Urengoy and Yen-Yakhinsky areas.

Table 1.2 - Actual indicators of the development of the Cenomanian deposit of deposits and areas of the Great Urengoy

Exploitation target	Year of commencement	The stocks accepted for project design, billion m ³	Cumulative gas production, billion m ³	Annual gas production, billion m ³	Average petroleum production rate, thousand m ³ /d	Operating well stock	Active wells stock	Suspended wells	Average reservoir pressure, MPa	Gas recovery from stocks, accepted for project design %
Urengoyanskaya area: (including Tab-Yakhinsky site)	1978	4850.0	3923.45 9.17	67.01 3.44	272 466	795 24	782 24	4 -	3.05 6.13	80.9
Yen-Yakhinskaya area	1985	1024.0	778.40	22.52	232	314	292	-	3.6	76.0
Pestsovaya area	2004	758.4	16.47	14.05	489	138	116	-	11.7	2.2
Urengoy field	-	6632.4	4718.32	103.59	331	1247	1190	4	6.1	71.1
North Urengoy field	1987	520.1	277.33	6.67	245	110	85	5	3.9	53.3
Great Urengoy	-	7152.5	4995.65	110.26	-	1357	1275	9	-	69.8

The analysis of design solutions implementation according to levels of gas production at Cenomanian deposit in areas and fields of Great Urengoy shows that the actual gas production across Great Urengoy in 2008 is lower than that of the planned level, due to delayed commissioning period of the Tab-Yakhinsky section of Urengoy area and the Pestsovaya area:

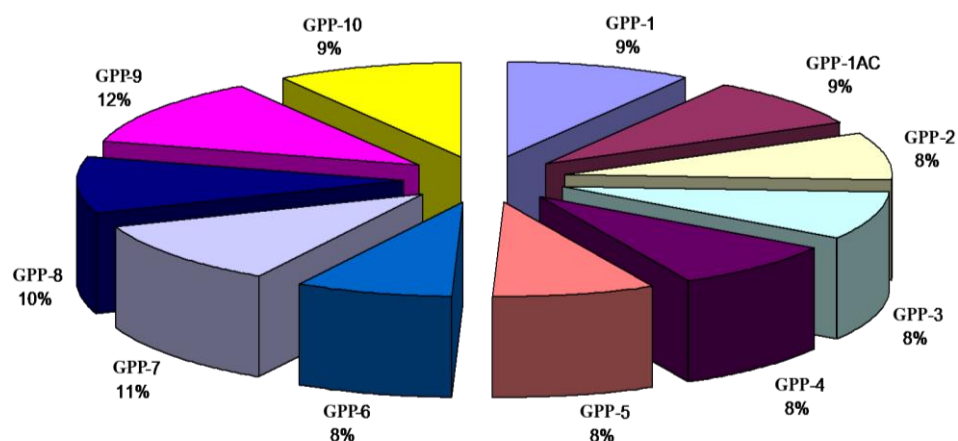
- in Urengoy area (without Tab-Yakhinsky site) the actual production exceeds the planned level by 0.97 billion m³;

- in the Tab-Yakhinsky section of Urengoy area the actual production is 1.6 billion m³ lower which is related to delayed commissioning period of its development (Tab-Yakhinsky section of Urengoy area planned for operation in 2000 with continuous production of 5 billion m³/year is brought into development only in 2003 with annual production of 1.82 billion m³ against planned 2.80 billion m³ and 24 operating stock wells);

- in general the actual annual production is lower than the planned level by 0.6 billion m³ in Urengoy area.

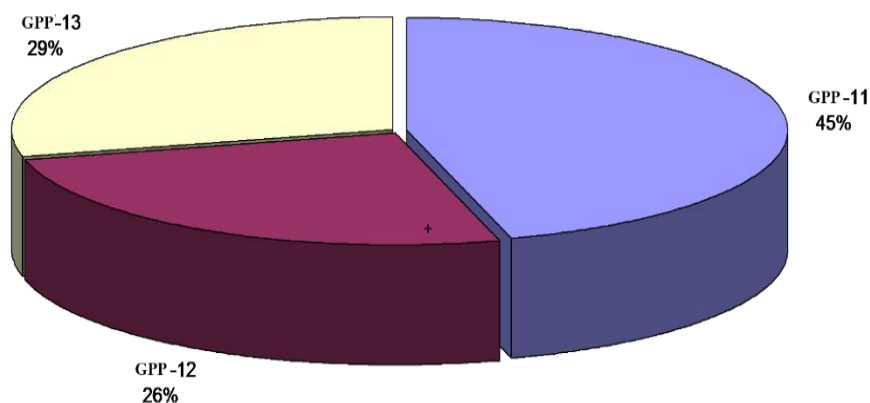
On the basis of the carried-out analysis of the actual development state of the Cenomanian deposit at Great Urengoy fields, the following conclusion can be made: the development is carried out with derogations from design solutions that has led to a deviation of the actual gas production from the planned value on the Great Urengoy Cenomanian deposit in 2012 by 14.6 billion m³, and during 2005–2012 the shortage of gas was 81.63 billion m³.

By the present moment the Urengoy field area (Urengoy and Yen-Yakhinsky) are considerably exhausted - gas recovery has reached 46–75% of the approved ones.



a) Urengoy area

Gas production since the beginning of development as of 12/31/2012



b) Yen-Yakhinskay area

Gas production since the beginning of development as of 12/31/2012

Figure 1.2 – A percentage ratio of annual gas offtake in the Urengoy and Yen-Yakhinsky areas

According to the project the operating stock of the Urengoy field has to make 1214 wells, including:

- Urengoy area – 777 wells;
- Yen-Yakhinskaya area – 292 wells;
- Pestsovay area – 145 wells.

Actually as of 01.01.2014 the operating stock includes 1190 wells that makes 98% from the design value (see table 1.2).

The idling well stock makes 53 wells, 4 wells are suspended.

The area distribution of the current reservoir pressures is characterized by considerable nonuniformity that is caused by stage-by-stage GPP input and various specific productions as well as variability of reservoir properties. The zone of minimum reservoir pressures of 2.2–2.5 MPas was created near the GPP -3-7 operating wells. In the southern part, around GPP -1AS the reservoir pressure is 2.8–3.3 MPas. Around GP-10, in the north of Urengoy area, the reservoir pressure is 2.9–4.0 MPas which increases to the north and reaches 4.9–6.1 MPas near Tab-Yakhinsky site. In Yen-Yakhinskaya area where operating wells are located the reservoir pressure is 2.2–4.2 MPas. The mean reservoir pressure in Pestsovaya area is 11.7 MPas.

The surface of the current GWC is characterized by the strong irregularity as introduction of reservoir waters in the Cenomanian deposit happens nonuniformly that is bound to geological and technical factors. The maximum increase in GWC generally refers to uplifting upper zone of the formation where zones of the greatest drainage are located.

Field development takes place in the conditions of water drive. The key factor of the increase in GWC is the difference between gas-and water-saturated parts of layer. The current GWC has a convex surface with the rise maxima reaching:

- to 59 m around GPP-1A; – to 77 m around GPP-6;
- to 81 m around GPP-1; – to 74 m around GPP-7;
- to 75 m around GPP-2; – to 77 m around GPP-8;
- to 56 m around GPP-3; – to 55 m around GPP-9;
- to 71 m around GPP-4; – to 56 m around GPP-10.
- to 69 m around GPP-5;

In Pestsovaya area the maximum GWC raising reaches 17 m.

In Yen-Yakhinskaya area the maximum GWC raising makes:

- to 59 m around GPP-11;
- to 56 m around GPP-12;
- to 45 m around GPP-13.

44 wells from the operating stock work with impurity of reservoir water of various mineralization.

One of the progressing complications on the field is sanding-up due to collector destruction. Perforation intervals in more than in 570 wells have been recorded to have sand plugs partially or completely.

Providing operating conditions during declining production is an urgent scientific task both at the moment, and in the near future as gas production conditions considerably worsen during this development period which is bound to reservoir pressure decline, raising of reservoir water to operating well perforation intervals, the collector layer destruction.

Therefore, realization of the planned production will require introducing both new technologies of impact on productive layer to provide the maximum coefficients of gas recovery, and well servicing technology.

Заключение

На основании фактического материала и расчетов в диссертации выполнен анализ и даны рекомендации по оптимизации технологии сбора и подготовки газа на установках комплексной подготовки месторождения Т.

Проведенные расчеты на трех режимах показали, что по мере падения пластового давления рабочие характеристики абсорбера ухудшаются: увеличивается линейная скорость в аппарате, расход диэтиленгликоля, гидравлическое сопротивление массообменной и фильтрующей секций; снижается фактор абсорбции. Даже с учетом модернизации, абсорбер имеет массообменную эффективность менее 2 теоретических тарелок.

Стратегическим направлением оптимизации технологии и оборудования абсорбционной осушки газа на установках комплексной подготовки газа является переход на технологию осушки газа на двух термобарических уровнях.

Рассмотрены два варианта двухступенчатой осушки газа:

- а) с предварительной осушкой газа в цехе очистки газа;
- б) за счет использования высвобождающегося оборудования цеха осушки: цех №1 работает в качестве 1 ступени, цех №2 – 2 ступени. При этом необходима модернизация аппаратов воздушного охлаждения газа с установкой системы автоматического управления электродвигателями вентиляторов аппаратов воздушного охлаждения.

Использование процесса двухступенчатой осушки газа обеспечит в холодный период года практически безгидратный режим работы аппаратов воздушного охлаждения, это позволит поддерживать оптимально низкую температуру на выходе аппаратов воздушного охлаждения в холодный период года и стабильно обеспечит требуемые показатели качества газа, как в летний, так и в зимний период года.

Проведен анализ испытаний по совместной эксплуатации установок комплексной подготовки газа.

Положительные результаты позволяют говорить о практической

реализуемости технических решений по совместной работе установке комплексной подготовки газа и расценивать этот вариант развития N-го комплекса как наиболее перспективный:

- применение схем совместной подготовки и компримирования газа позволит оптимизировать загрузку оборудования промыслов и повысить надежность работы дожимной компрессорной станции;

- перераспределение дожимных мощностей и потоков газа позволит, с одной стороны, обеспечить требуемую степень сжатия, а с другой стороны, оптимальным образом загрузить компрессорное оборудование, снизив тем самым удельный расход топливного газа;

- разработанный вариант развития обеспечит высокую надежность транспорта газа, так как дает возможность эксплуатации промыслов в случае возникновения нештатных ситуаций;

- реализации предложенного технического решения имеет низкую капиталоемкость.

Расчет экономической эффективности проекта по совместной эксплуатации установок комплексной подготовки газа показал, что его внедрение является экономически целесообразным и выгодным решением для предприятия. По итогам расчётов, внутренняя норма доходности составила 31%, что превышает норму дисконта, чистый доход более 200 млн. руб.

В разделе социальная ответственность выполнен анализ потенциальных опасностей и производственных вредных факторов, а также рассмотрены мероприятия, проводимые на предприятии по обеспечению безопасных и безвредных условий, охране окружающей среды в части предупреждения загрязнения атмосферного воздуха и почв. Внедрение новых технических решений по совершенствованию схемы подготовки скважинной продукции на установках комплексной подготовки газа не снижает установленный уровень безопасности и не ухудшает экологическую обстановку в районе промысла.