U.S. Agency for International Development

- New Independent States Task Force / Energy, Environment & Technology
- Bureau of Research & Development / Office of Energy & Infrastructure

RUSSIA - Natural Gas and Natural Gas Liquids Flaring Reduction Environmental Project

Interim Feasibility Study

Prepared by
Energy Technology Innovation Project
Contract No. DHR-5741-Q-00-1062-00
Delivery Order No. 3
Prime Contractor: Bechtel Corporation

Appendices

Volume 1

July 1994

RUSSIAN – NATURAL GAS AND NATURAL GAS LIQUIDS FLARING REDUCTION ENVIRONMENTAL PROJECT

INTERIM FEASIBILITY STUDY

FINAL REPORT

APPENDICES

Volume 1

JULY 1994

APPENDICES

The following information is included in these Appendices:

Volume 1

I ENVIRONMENTAL TERMS OF REFERENCE

II GIVEN DATA

SIBNIINP Reports
- Production Estimate Study (Russian and English)
- Condensate Production Estimates (Russian only)

NIPIGAS Reports
- Gas Resources Data Book 1 (Russian and English)
- Addendum to Book 1 (Russian and English)
- Gas Resources Data Book 2 (Russian and English)
- Addendum to Book 2 (Russian and English)

Volume 2

Gas Resources Data Book 3
- Characteristics of Facilities for Associated Gas Processing in Pur area of Tyumen Region and Prognosis of Prices (Russian and English)

GYPROTYMENNEFTEGAS Report (Russian and English)

III TRIP REPORTS
- Bechtel
- ETIP

IV AIDE MEMOIRE - THE WORLD BANK

V ECONOMIC AND FINANCIAL ANALYSIS PROFORMA
- Foreign Exchange Cash Flows of Case 1B.1
- Sensitivity Analysis to Case 1B.1
  - Summary Table and Individual Returns

INTERIM TERMS OF REFERENCE
ENVIRONMENTAL ASSESSMENT FOR GAS FLARING
ENVIRONMENTAL PROJECT

BACKGROUND

The Pur region in Western Siberia is a vast area covering 160,000 Km^2 from Surgut North to Urengoy. The region considered for the Environmental Assessment is the oil and gas fields operated by Purneftegas illustrated in Figure I-1. This region is rich in hydrocarbon deposits in the form of gas, condensate and crude oil within a large number of fields. The hydrocarbon deposits vary from large gas reservoirs in the west to rich crude oil reservoirs in the eastern portion of the region. The larger fields are in the south and the smaller, more numerous fields are in the northern part of the region. The entire region is predicted to have an enormous gas cap.

Nine of the fields have been producing gas and oil for some time using water injection. Current associated gas production is estimated at 4.0 billion cubic meters (BCM) per year. The fields tend to be very shallow and wide with an unusually high gas-oil ratio of more than 400 cubic meter per ton (CMPT) of oil produced. Such a ratio is predicted to increase with time to as much as 800 CMPT.

The associated gas is being separated from the crude oil and mostly flared due to lack of adequate gas gathering and gas processing facilities. This results in gas waste and pollution of the environment. This pollution acts as a strong legal deterrent for further expansion of oil production.

The flaring of associated gas presents a significant environmental and economic problem to the government of Russia. To mitigate this problem the government has formulated an investment program for increasing the utilization and improving associated gas processing in this region.

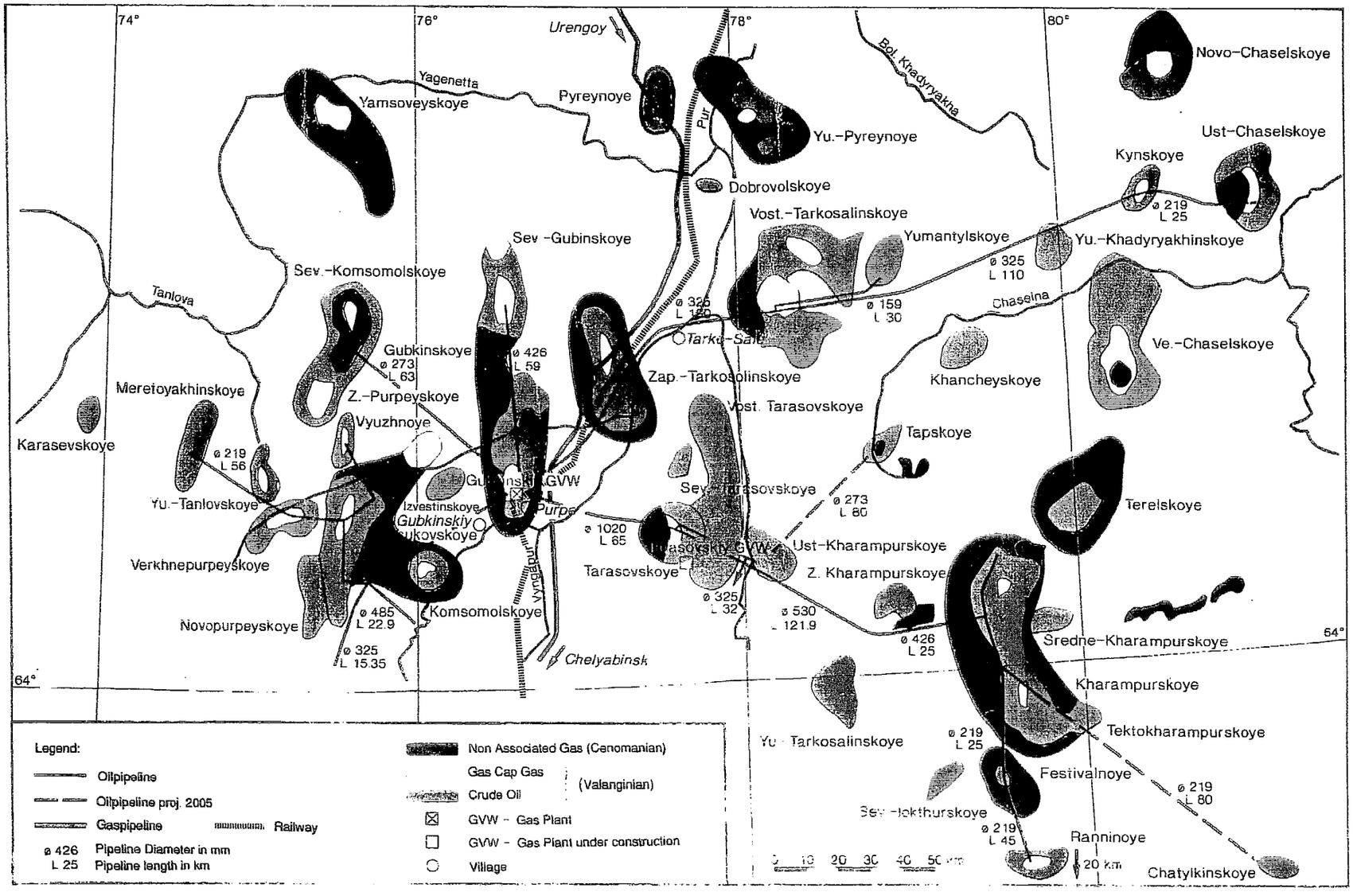
Existing Facilities

There are gas processing facilities at Gubkinsky, and although a plan exists to develop facilities at Tarasovsky, this facility consists only of piles driven into the ground.

About 2.0 BCM per year of associated gas is processed in two partially completed gas plants at Gubkinsky. Both dry gas and natural gas liquids (NGL) are produced and are consumed domestically.

Figure 1

OIL AND GAS FIELDS PURNEFTEGAS



There are two 11-kilometer gas pipelines from Gubkinsky to the Gasprom line. One pipeline is operational and the other has been installed but not commissioned. Its size must be evaluated for its ability to accommodate the projected flow.

The Gubkinsky plant has two trains of compression, but the gas separation portion of the plant is incomplete and not operational.

There is an existing NGL pipeline from Gubkinsky to South Balyk but the only operational sections are the ones from Noyabrysk to Gazprom, and from Belozyorny to Nizhnevartovsk. NGL is currently transported from Nizhnevartovsk to Yuzhny Balyk through a patchwork of pipelines expropriated from other services.

These limitations in processing and transmission facilities create a bottleneck for gas production and utilization. A recommended solution for removing this bottleneck is to complete the Gubkinsky facility to the design capacity of 2.0 BCM per year by adding turbine expanders for C_3+ recovery and adding gas processing capacity at Gubkinsky and/or Tarasovsky. This new processing capacity has to be supported by expansion of the associated gas gathering and product delivery systems.

In addition to the project's economic objectives, objectives include making the best use of existing resources, meeting local needs, and provision of environmental safeguards. A joint venture (JV) production company combining existing local entities and foreign partners with technical, managerial and financial responsibilities will be formed to design and implement the project. Purneftegas, SNGP, Gasprom, the local government and Ruhrgas are the most likely partners in the JV. Ruhrgas is currently the only foreign entity in the JV.

The JV's responsibility will include gathering the associated raw gas from the crude oil producing fields at the gas-oil separation facilities in the various crude fields. The associated gas will then be processed in gas separation facilities to produce dry natural gas and NGL.

Most of the dry gas will be exported to Western Europe. The most likely route of gas transmission would be via Gasprom's Central Corridor pipeline. This trunk line goes to Russia's western border and continues through Ukraine, Slovakia and the Czech Republic. Another option for transporting the dry gas from the improved gas processing facilities will be through the Northern Corridor--a new Polish trunk pipeline.

Investments related to NGL utilization will be handled outside the JV. This may involve completing the SNGP's NGL gathering pipeline and/or adding a NGL rail tank car loading terminal near the Gubkinsky gas plant.

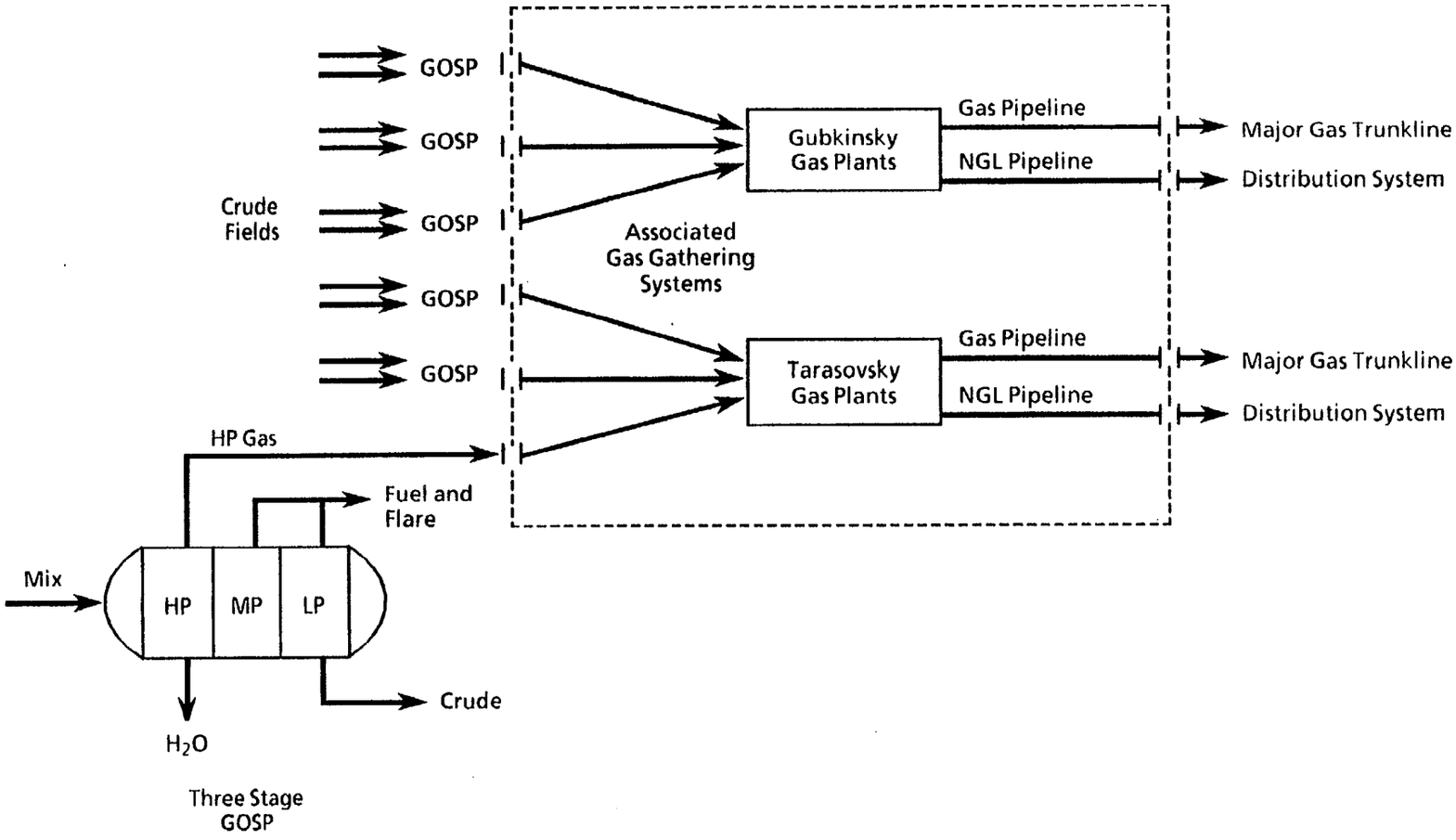
STUDY AREA

The study area for this project extends from the flanges of the gas outlets of the high pressure stages of the oil field separators (GOSP), where the wet associated gas gathering pipeline systems transfers the wet gases to gas treating plants. The gas plants are sited in the Gubkinsky and Tarasovsky areas. The project scope ends at the flanges where the treated gas from the gas plants enter the major gas trunklines and at the flanges where the NGL product enters the NGL Distribution system. The facilities within the project are illustrated in Figure I-2. The project development plan consists of the following components:

- N. Gubkinskoye Compressor Station. Sited in the N. Gubkinskoye crude field with an estimated range of horsepower between 30,000-36,000.
- Kharampur Compressor Station. Sited in the Kharampurskoye crude field with an estimated range of horsepower between 30,000-36,000.
- Tarasovsky Compressor Station. Sited about six kilometers from the Tarasovsky gas plant. Estimated horsepower rating of 60,000.
- Associated gas gathering systems. Various pipeline systems transferring wet associated gases from GOSP to gas treating plants at Gubkinsky and Tarasovsky.
- Gubkinsky gas plant. There are two 1.0 BCM plants at the site now in operation. An additional two or four 1.0 BCM plants may be added at the site.
- Tarasovsky Gas Plant. A green field site where two or four 1.0 BCM plants may be added.
- Tarasovsky to Gubkinsky NGL pipeline. The 64 kilometer pipeline will be used to transfer NGL recovered at the Tarasovsky gas plants to the Gubkinsky gas plant for further transfer into NGL Distribution System.
- Tarasovsky Dry Gas Pipeline to Gazprom Transmission Pipeline. The 42 Kilometer pipeline will transfer dry gas from the Tarasovsky gas plants to the Gazprom transmission pipeline.

Figure 2

PROJECT FACILITIES



1293018-1

EA OBJECTIVES

The purpose of the EA is to describe the potential beneficial and adverse environmental impacts that may result from this project and to identify measures to either eliminate or reduce significant adverse impacts to insignificant levels.

EA REQUIREMENTS

According to the World Bank Operational Directive (OD) 4.01, it was determined that this is a category A project. In addition to OD 4.01, Annex A; Environmental Assessment, World Bank directives and guidelines applicable to this project include Technical Paper Number 139, Environmental Assessment Sourcebook, Volumes I, II, and III, and the World Bank Occupational Health and Safety Guidelines.

Applicable Russian Federation regulations implementing RSFSR Law on Environmental Protection, No. 2060-1, adopted December 19, 1991 are as follows:

- "On Approval of the Status of Government Ecological Expertise" (SEIAR) N 942, September 22, 1993
- "Temporary Instruction on Ecological Evaluation Within Preproject and Project Documentation" (with 10 attachments) and a List of "Major Legal, Normative, and Methodological Materials, Recommended for Application when Substantiating Ecological Safety of Objects of Economic and Other Activity", July 16, 1992
- On State Ecological Expertise (SEIAR) of preproject and project documentation", circular by the Minister, MEPNR, August 7, 1992
- "On State Ecological Expertise (SEIAR) of Enterprises with Foreign Investment", Instruction by MEPNR and RAICD, May 21, 1993

Other environmental and occupational safety regulations will also be considered in the impact assessment and mitigation measures as appropriate.

EA CONTENTS

Task 1 - Project Description.

- Location of all project components (gas processing plants and gathering system, layout of facilities, gas types, pressures, design basis, size, capacity, flow-through of unit operations)
- Operations (site preparation, construction activities, schedule, and staffing
- Air emissions (emission quantity and composition), waste water discharge (projected quantity and composition,
- Services (utilities-type, source, load, roads, rail, fire protection, security)
- Land use (layout of facilities at project site, transportation and utility routes, buildings and structures)
- Equipment (type and number for site preparation, production, transportation, waste water separations and disposal, waste haulage, pumping, reclamation, transport of supplies and workers)
- Supplies (pipe, chemicals, water, fuel)
- Staffing (construction, production, reclamation, number and skills, source, housing plans)
- Life expectancy of major components.

Task 2 - Baseline Data

Physical Environment

- Climate and meteorology (e.g., climatic zone, temperature, wind patterns (speed, direction, frequency)
- Ambient air quality and maximum allowable concentration limits according to MAC list No. 3086-84. Existing air pollution sources (incinerators, boiler house, fugitive discharges)
- Physiography (elevations, landforms, drainage patterns)
- Ambient sound levels
- Geology (characteristics of surficial materials, glaciomarine deposits, swamps, and flood plains)
- Soils (types, development, characteristics--focus on effect of swamps and permafrost conditions and seasonal melting and freezing)
- Surface water (hydrographical system including the Ob river and channels, other rivers and brooks, freezing averages, quality, quantity, seasonal variations, including flood areas, wetlands)
- Groundwater (depth to and thickness of aquifers, quality and quantity, hydraulics, recharge uses, describe water supply in Kurtamishesk area, including drinking water and production supply)

Biological environment

- Flora (forests, vegetation types/ density, presence of habitat for rare or endangered species)
- Fauna (e.g., species present, populations, presence of rare or endangered species)
- Sensitive habitats, including wetlands and significant wildlands within or in areas downstream/downgradient of project development areas.

Socio-economic setting

- Existing communities and neighborhoods, location, access (population demographic and social characteristics)
- Economy (employment rate, occupations, major employers, income distribution, tax base, services (types, capacity, adequacy) and housing.

Cultural setting

- Cultural resources (e.g., archaeological, historical and religious sites of significance)
- Indigenous peoples; customs, aspirations and attitudes.

Task 3 - Legislative and Regulatory Considerations

Pertinent regulations and standards governing environmental quality, occupational health and safety, protection of sensitive areas, protection of endangered species, siting, land use control, air quality, noise, etc., at international, national, regional and local levels.

Task 4 - Determination of Potential Impacts

Assessment of the impacts from changes brought about by the project in relation to the baseline environmental conditions as described under Task 2 and legislative and regulatory considerations described under Task 3.

Identification of significant beneficial and adverse impacts resulting from the project during construction and operation. These may include, but not be limited to:

- New employment opportunities for local population
- potential temporary contamination of local surface water
- Reduction in emissions of NO_x, CO, VOC
- Waste water runoff from construction areas or equipment maintenance areas into waterways or underground water reservoirs
- Erosion from disturbed soils
- Loss of vegetation during site and pipeline clearing
- Noise during construction phase.

Task 5 - Analysis of Project Alternatives and Their Impacts

An analysis of reasonable alternatives to meet the project objectives and their impacts. Alternatives for this project include the "no action" alternative and the rail tank car loading alternative for transporting NGL from the gas processing plants to South Balyk.

Description of how the alternatives compare in terms of potential environmental impacts; capital and operating costs; worker skill requirements, political acceptability, public cooperation, institutional acceptance; training, mitigation measures, and monitoring requirements.

Quantification of the costs and benefits of each alternative. Description of the reasons for the selection of the proposed project over the other alternatives.

Task 6 - Mitigation Measures

Mitigation measures to either eliminate or reduce potential adverse impacts to insignificant levels. These would include, but not be limited to:

- Anticorrosive protection of underground structures.
- Foundations designed to accommodate permafrost conditions.
- Minimization of vegetation clearing and soil disturbance.
- Revegetation to alleviate vegetative loss and to maintain groundcover over pipelines.
- Soil erosion control measures to reduce runoff flowing from construction areas.
- Good housekeeping practices to minimize leaks, spills and contamination .
- Limitation of major construction activities to day time hours to reduce construction noise during normal sleeping hours.
- Regulations for safety and health during construction. Include measures addressing emergency response requirements for accidental events.

Estimates of the costs of recommended mitigation measures, and of the need for institutional arrangements to implement the mitigating measures. Preparation of a management plan to include proposed work programs, budget estimates, implementation schedules, monitoring of implementation, staffing and training requirements, and other necessary support services.

Task 7 - Institutional Needs to Implement Environmental Assessment Recommendations

Review the authority and capacity of institutions and applicable regulations at local, provincial/regional, and national levels and recommend steps to strengthen or expand them so that management and monitoring plans in the environmental assessment are implemented. The recommendation may extend to new laws and regulations, new agencies or agency functions, intersectoral arrangements, management procedures and training, staffing, operational and maintenance training, budgeting, and financial support.

Task 8 - Environmental Monitoring Plan

A detailed plan to ensure that mitigation measures are property implemented and to monitor the impacts of the project during construction and operation. An estimate of capital and operating costs and a description of other inputs (such as training and institutional strengthening) needed to implement the project.

Task 9 - Inter-Agency Coordination and Public/Nongovernmental Organizations (NGO) Participation

Coordination with appropriate government agencies, in obtaining the views of local NGO's and affected groups, and in keeping records of meetings and other activities, communications, and comments and their disposition.

Release of Interim EA Draft and related studies to interested agencies and to affected communities and NGOs involved in the EA preparation. An inter-agency scoping meeting is to take place at the beginning of the EA process and at the time when the EA is completed and submitted for government review. General public meeting will take place during the EA process.

Task 10-Documentation of all Documents Consulted

Task 11-Documentation of all Agencies and Individuals Consulted

Task 12-List of EA Preparers

ASSOCIATED GAS FORECASTS

(RUSSIAN VERSION)

Сибирский научно-исследовательский институт
нефтяной промышленности
(СибНИИНП)

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ УГЛУБЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЯНОГО ГАЗА И ШФЛУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Работа выполнена для фирмы "Бехтел" и преследует цель оценить потенциальные возможности по добыче нефтяного и свободного газа в зоне деятельности объединения "Пурнефтегаз".

Руководитель работы,
зам.директора СибНИИНП
к.т.н.,с.н.с. В.М.Ревенко

Тюмень 1993

607

Раздел: Оценка потенциальных возможностей по добыче нефтяного и свободного газа в зоне деятельности объединения "Пурнефтегаз".

Недостаточное финансирование уже много лет ограничивает нефтяную промышленность. В результате нехватки средств, разработка запасов ведется на месторождениях, где нет особой необходимости в передовой технологии.

Кроме этого из-за нехватки средств утилизируется менее половины нефтяного газа.

При распределении средств государственного бюджета производство современного промыслового оборудования по утилизации газа не было приоритетом, а отсутствие капиталов не давало возможности нефтяникам покупать необходимое оборудование и технологии у западных компаний.

Рассматриваемая зона деятельности для предполагаемых инвестиций приурочена к Надым-Пурской нефтегазоносной области, которая выделяется на западе центральной части севера Западно-Сибирской провинции. Она включает в себя систему сводов, мегавалов и валов (Пурпейский, Юбилейный, Уренгойский и другие, см. рис. 1.) и окружающих их впадин.

Характерной особенностью разреза мезозойско-кайнозойских платформенных отложений является преобладание континентальных и прибрежно-морских отложений, отсутствие отчетливо прослеживающихся региональных песчаных и глинистых пачек. Общая мощность осадочных платформенных отложений изменяется от 3500 до 5000 метров.

Промышленные скопления нефти, газоконденсата и газа в стратиграфическом отношении приурочены к шести нефтегазоносным комплексам, разделеными между собой глинистыми перемычками различной толщины и протяженности. Это сеноманский, апт-альбский, готерив-барремский, берриас-валанжинский, верхнеюрский и средне-нижне-юрский комплексы.

Нефтегазоносные комплексы, представленные в основном терригенными породами-коллекторами (за исключением баженовской свиты) содержат внутри себя пачки глин, играющие роль глинистых покрышек второго порядка для залежей углеводородов.

Промышленные скопления углеводородов в нефтегазоносных комплексах, по-видимому, связаны не только с толщиной и распространенностью этих покрышек, но и с их качеством

508

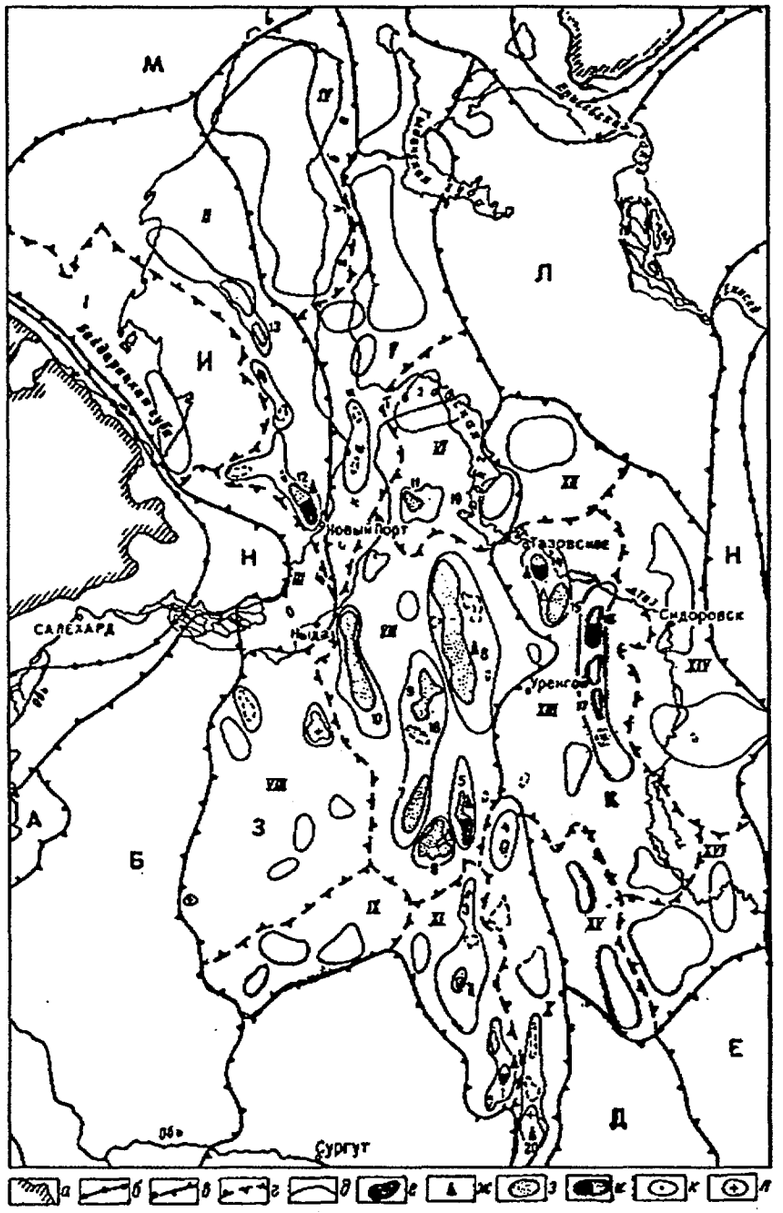


Рис. 1. Схема расположения месторождений нефти и газа в пределах северных нефтегазоносных областей. Составил И.И.Нестеров

Границы: а-Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского бассейна; б-нефтегазоносной провинции; в-нефтегазоносных областей (А-Приуральская, Б-Фроловская, Д-Васюганская, Е-Пайдугинская, З-Надым-Пурская,И-Южно-Ямальская, К-Пур-Тазовская, Л-Усть-Енисейская, М-Карская-предполагаемая, Н-малоперспективные земли), г-нефтегазоносных районов {I-Байдарацкий, II-Новопортовский, III-Восточно-Щучьинский, IV-Среднеямальский, V-Гыданский, VI-Ямбургский, VII-Уренгойский, VIII-Надымский, IX-Пякутинский, X-Айваседопурский, XI-Вэнгапурский, XII-Большехетский, XIII-Тазовский, XIV-Красноселькупский, XV-Харампурский, XVI-Верхнетазовский}, д-тектонических положительных структур I и II порядков; локальные поднятия: е-с залежами нефти, ж-с нефтепроявлениями, з-с газовыми и газоконденсатными залежами, и-с залежами нефти и газа (газоконденсата), к-находящиеся в стадии поисковых работ, л-оценка которых поисковым бурением не дала однозначного результата.

Месторождения и нефтепроявления: 1-Варь-Еганское, 2-Вэнгапурское, 3-Вэнгаяхинское, 4-Айваседопурское, 5-Губкинское (Пурпейское), 6-Комсомольское, 7-Северо-Комсомольское, 8-Уренгойское, 9-Юбилейное, 10-Медвежье, 11-Ямбургское, 12-Новопкатовское, 13-Арктическое, 14-Тазовское, 15-Заполярное, 16-Русское, 17-Южно-Русское, 18-Ямсовейское, 19-Юрхаровское, 20-Новомолодежное.

609

Большую роль в формировании этажа нефтегазоносности в пределах Пурпейского района оказывают и разрывные нарушения, вызывающие межрезервуарную миграцию углеводородов.

Сеноманский продуктивный комплекс является одним из самых верхних объектов в разрезе осадочного чехла, имеющий на севере региональное распространение и содержащий в кровле, под мощной толщей глинистых пород, газовые и нефтяные месторождения. Залежи массивные и водоплавающие.

К этому комплексу относятся основные запасы свободного газа, сосредоточенные в основном в пласте $ПК_1$.

В интервале **апт-альбских отложений** залежи нефти и газа обнаружены на большинстве крупных локальных поднятий (Барсуковское, Губкинское, Северо-Губкинское и другие месторождения).

Наблюдается площадная зональность в количестве залежей и их фазовом состоянии с востока на запад. Плотность запасов углеводородов возрастает от Барсуковского к Северо-Губкинскому месторождению в этом же направлении, а именно с запада на восток нефтяные залежи постепенно переходят в газовые. С юга на север так же отмечается увеличение залежей в апт-альбском комплексе.

Большинство залежей этого комплекса малоразмерные, водоплавающие, зачастую контролируются дизъюнктивами. Наиболее крупные залежи приуроченны к выдержанным покрышкам, сформированным в результате трансгрессий моря над пластами $ПК_{18}$, $ПК_{19}$ и $ПК_{22}$. В пределах Барсуковского и Комсомольского месторождений в названных пластах содержатся основные запасы углеводородов.

Готерив-барремский нефтегазоносный комплекс является основным по количеству залежей. В нем содержатся нефтяные, газоконденсатно-нефтяные, газоконденсатные, нефте-газоконденсатные залежи преимущественно пластового сводового типов, часто осложненные в низах разреза литологическими экранами. Этаж нефтегазоносности в пределах комплекса на крупных локальных поднятиях достигает 1000 м. Отмечается увеличение газоконденсатонефтяных залежей сверху вниз.

Бериас-валанжинский комплекс в районе приурочен к шельфовым пластам $БП_3$-$БП_{10}$. Залежи в основном литологически экранированные или литологически изолированные, содержат нефть или газоконденсат. В ряде случаев к данным пластам приурочены основные запасы месторождений (Тарасовское, Северо-Тарасовское).

610

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс на месторождениях Пурпейского района изучен неповсеместно и небольшим количеством скважин. Залежи выявлены в двух горизонтах - баженовской (Известинское месторождение) и васюганской свитах (Известинское, Губкинское).

Залежи нижне-средне-юрского комплекса в районе встречены на Губкинском, Известинском, Северо-Комсомольском, Харампурском месторождениях. Углеводороды представлены газоконденсатом и нефтью.

По разрезу месторождений наблюдается вертикальная зональность фазового состояния углеводородов. От сеноманских залежей вниз по разрезу увеличивается жирность газа, возрастает количество нефтяных оторочек. Максимум нефтеносности разреза в сеноманских отложениях наблюдается в пластах $ПК_{16}$, $ПК_{18}$-$ПК_{22}$.

Физико-химическая характеристика углеводородов может изменяться по разрезу в широких диапазонах. Для пластов группы ПК характерны наиболее тяжелые смолистые нефти плотностью 0.90-0.95 г/см^3, вниз по разрезу плотность снижается до 0.80-0.85 г/см^3.

Содержание в нефти растворенного газа так же варьируется в широких пределах-от первых десятков м^3/т до 400 м^3/т. Потенциальное содержание конденсата (C_5+высшие) в газе также имеет тенденцию к увеличению вниз по разрезу пласта.

Так по Комсомольскому месторождению по промысловым данным выход стабильного конденсата в пластах группы АП изменяется от 4-40 г/м^3, а к пластам группы БП увеличивается до 7-250 г/м^3.

На 01.01.1993 года объединением Пурнефтегаз добыто 9780 тыс.т нефти, ресурс газа составил 3896 млн.м^3, среднегодовой газовый фактор по объединению составил около 400 м^3/т.

Наиболее высокий среднегодовой газовый фактор зафиксирован по Комсомольскому месторождению и составил 2185 м^3/т.

По скважинам Барсуковского месторождения, эксплуатирующим пласт $ПК_{19-20}$ и расположенным в зонах отсутствия плотных перемычек, изолирующих газовую шапку, а так же близ внутреннего контура газоносности, газовый фактор по скважинам изменялся от 950 (скв. 1698) до 21555 (скв. 1887) м^3/т.

В течение 1992 года из газовой шапки пласта $ПК_{19-20}$ добыто 1122 млн.м^3 газа. Добытый газ утилизировался на Губкинском ГПЗ лишь на 14%.

511

К 1993 году процент утилизации увеличится до 51% за счет ввода ЦПС на Барсуковском месторождении, а в 1994 году за счет ввода третьей и четвертой очереди на Губкинском ГПЗ достигнет 74%.

Мощность переработки газа каждой очереди составит 1.07 млрд. $м^3$/год.

В настоящее время в разработке находится девять месторождений.

Как показал имеющийся опыт разработки, трудности промышленного освоения месторождений имеются практически во всех направлениях нефтегазопромыслового производства и обусловлены следующими основными факторами:

1.Геологические факторы:

- многопластовость разреза с чередованием нефтяных, газовых, нефтегазовых и газоконденсатных пластов;
- низкопроницаемость, расчлененность и невыдержанность, характеризующаяся многочисленными замещениеми коллекторов, высокий разброс литологического состава пород, слагающих коллектор;
- низкая нефтенасыщенность, большие толщины переходных зон, низкие мощности перемычек, отделяющих нефтенасыщенные пропластки от водо- и газонасыщенных;
- перспектива освоения залежей высоковязких нефтей, осложненных газовыми шапками.

2.Технико-технологические факторы:

- ограниченная возможность рационального размещения кустов и других объектов обустройства;
- ограниченные возможности советской буровой техники для разбуривания запасов, находящихся в охранных зонах и отсутствие технологий, обеспечивающих качественное строительство скважин, в особенности в плане надежной изоляции газовых пластов от нефтяных;
- отсутствие оборудования, позволяющего поднимать на поверхность нефтегазовую смесь, в особенности для условий глубокозалегающих объектов;
- отсутствие технологий, обеспечивающих эффективную борьбу с гидрато- и парафиноотложениями, а также отсутствие техники для проведения высокоэффективных ремонтных работ без глушения скважин.

3.Природно-климатические факторы:

- труднодоступность осваиваемой территории - заболоченная северная тайга с преобладанием лесотундровых и безлесных участков с рельефом, характеризующимся слабоэрозийным и сильным озерным расчленением;

- резко-континентальный климат с устойчивыми и продолжительными морозами;
- экологическая уязвимость и связанные с этим нормативные требования, выдвигаемые экологической обстановкой;
- мерзлота, характеризующаяся в основном островным распространением;
- необустроенность района, имея в виду в основном транспортную схему.

Низкий уровень технической оснащенности, а также перечисленные геолого-технологические факторы диктуют необходимость создания крупных мощностей по утилизации газа, а также закупку надежного оборудования, которое бы обеспечило эффективную эксплуатацию газонефтяных месторождений.

С целью оценки необходимых мощностей по утилизации газа произведена оценка ресурсной базы по добыче растворенного и прорывного газа.

Кроме разрабатываемых на 01.01.1993 года девяти месторождений в разработку предполагается ввести еще 22 нефтяных месторождения, в разрезе которых присутствуют как газовые, так и газоконденсатные нефтяные залежи.

В расчетах предусматриваются мероприятия по ограничению отборов газа. Это прежде всего барьерное заводнение, щадящая перфорация, недопущение вскрытия пластов при отсутствии плотных перемычек между нефтяной и газовой частями разреза.

Схема размещения месторождений приведена на рис. 2.

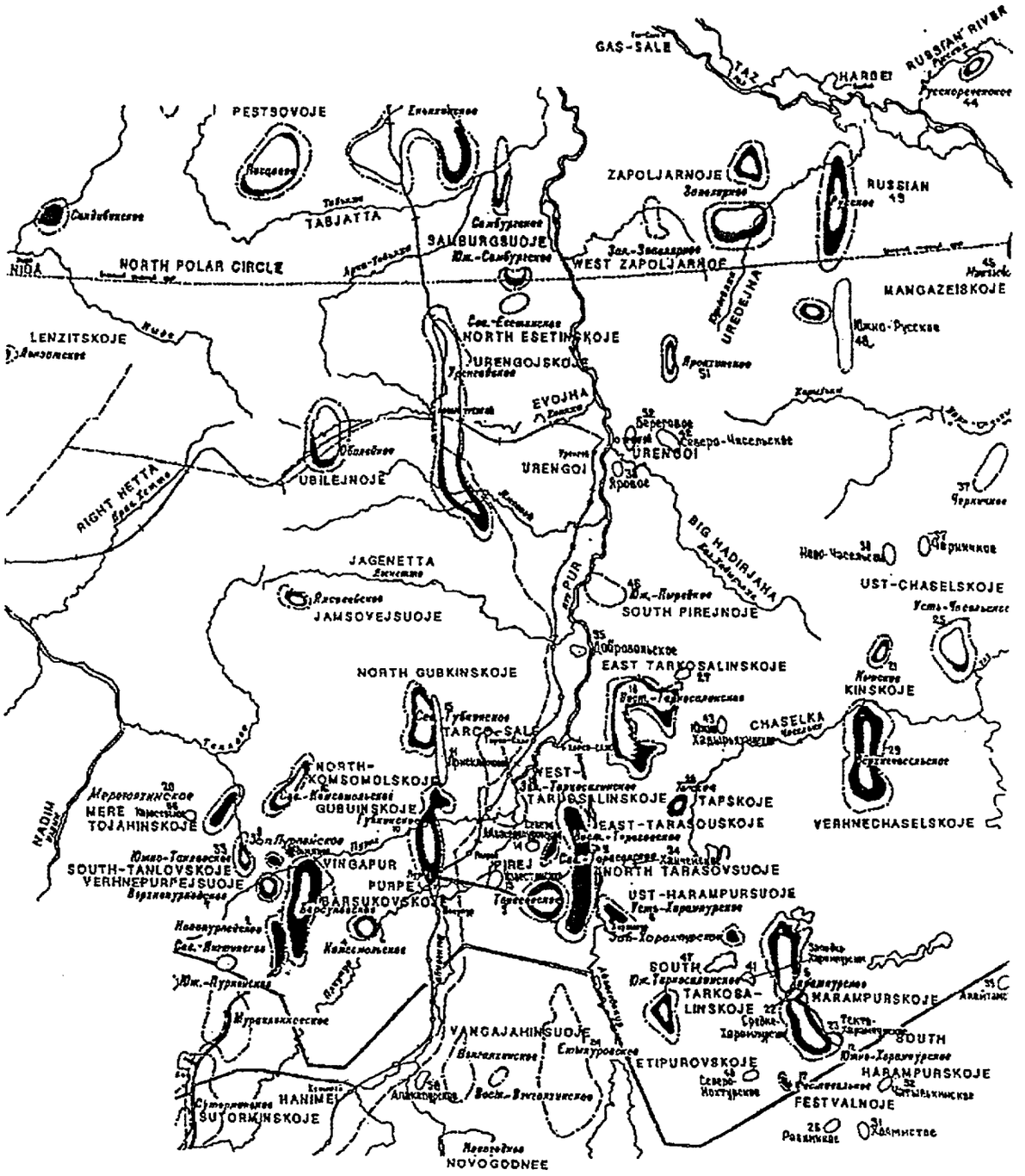
Оценка уровней добычи газа проводится дифференцированно: **1**-по нефтяным пластам, содержащим нефтяные оторочки с газовыми шапками, **2**-по газоконденсатным залежам, не содержащим нефтяные оторочки и **3**-по залежам свободного сухого газа сеноманских отложений.

Добыча газа из нефтяных залежей и из залежей с нефтяными оторочками, проводится через систему нефтяных скважин совместным сбором и подготовкой нефти, газа и воды при давлениях в системе до 1.5 МПа.

Газоконденсатные залежи без оторочек нефти в настоящее время не разрабатываются, ввод их до 2000 года не предусматривается.

Отбор газа из этих залежей может проводиться через газовые скважины с давлением на устье 10-35 МПа.

613



Условные обозначения:

- месторождение нефти
- месторождение нефти и газа
- ж/д и ж/д станции
- газопровод
- дорога с бетонным покрытием

574

Рис. 2. Обзорная карта района работ П/О "ПУРНЕФТЕГАЗ"

Залежи свободного сухого газа сеноманских отложений находятся на балансе Пурнефтегаза и в настоящее время также не разрабатываются, а ввод их до 2000 года не предусмотрен.

Разработка их в перспективе будет осуществляться через газовые скважины с давлением на устье 7.5-15 МПа.

Расчет уровня добычи попутного и прорывного газа нефтяных и газонефтяных залежей, а так же потенциальное содержание жидких фракций приведено в таблицах 1, 5.

Расчет динамики отборов газа на период 1993-1998 гг выполнен для прогнозного варианта добычи нефти на основе изучения физико-химических характеристик пластовых и разгазированных нефтей и газов, знания современного состояния запасов нефти и газа, имеющихся результатов промысловых измерений отборов газа с начала разработки месторождений, накопленного в других районах нефтедобычи опыта отборов газа из газовых шапок через нефтяные скважины.

Следует иметь в виду, что свойства пластовых флюидов по району в целом, площадям и разрезам месторождений охарактеризованы крайне неравномерно и недостаточно. В связи с этим по ряду месторождений (особенно вводимых после 1995 г.) основные свойства газа и газовые фактора нефтей принимались по аналогии с изученными залежами.

Критериями соответствия свойств флюидов являлись географическая близость месторождений и стратиграфическая общность объектов.

Ожидаемые уровни добычи газа в 1993 году по приведенной оценке достигнут 4.3 млрд. $м^3$, а к 1998 году увеличатся более чем вдвое и достигнут 9.3 млрд. $м^3$.

Кроме этого, по вводимым до 1998 года месторождениям произведена оценка максимальных уровней по добыче газа и потенциального содержания компонентов C_3+высшие.

Произведенная оценка представлена в таблицах 2-5. Она свидетельствует о высоких уровнях отбора свободного газа.

Так по 13 месторождениям потенциальные добывные возможности могут достигать 123 млрд. $м^3$.

515

С учетом отбора газа из газоконденсатных залежей и газовых шапок, а так же растворенного газа потенциальные возможности рассматриваемого района работ могут достигнуть 160-170 млрд. $м^3$ в год.

Таблица 1. Свойства газа нефтяных и нефтегазовых объектов

N / N	код	Название месторождения	Примерные свойства газа, приведенные к 20°С	
			плотность кг/м^3	C_3+высшие кг/м^3
1	1	Барсуковское	0.709-0.750	0.030-0.070
2	2	Новопурпейское	0.840-0.890	о.200-0.250
3	3	Тарасовское	0.910-0.960	0.250-0.330
4	4	Комсомольское	0.740-0.790	0.100-0.120
5	5	Харампурское	0.910-0.970	0.260-0.330
6	6	Усть-Харампурское	0.950-1.000	0.350-0.390
7	7	Верхне-Пурпейское	0.730-0.830	0.060-0.150
8	8	Западно-Пурпейское	0.730-0.830	0.060-0.150
9	9	Северо-Тарасовское	0.950-1.180	0.450-0.550
10	10	Губкинское	0.850-0.910	0.220-0.250
11	11	Присклоновое	0.750-0.850	0.090-0.130
12	12	Южно-Харампурское	0.900-0.940	0.240-0.290
13	13	Известинское	0.700-0.750	0.030-0.080
14	15	Северо-Губкинское	0.920-1.100	0.250-0.970
15	16	Северо-Комсомольское	0.700-0.830	0.020-0.150
16	14	С.-Айваседопуровское	0.750-0.850	0.095-0.130
17	17	Фестивальное	0.950-1.050	0.370-0.420
18	18	Восточно-Таркосалинское	0.800-0.850	0.110-0.140
19	19	Западно-Таркосалинское	0.850-0.950	0.240-0.290
20	20	Меретояхинское	0.900-0.940	0.220-0.270
21	21	Кынское	0.880-0.930	0.200-0.260
22	22	Среднехарампурскоее	0.950-1.050	0.370-0.420
23	23	Тектохарампурское	0.950-1.050	0.370-0.420
24	24	Еты-Пуровское	0.950-1.189	0.400-0.600
25	25	Усть-Часельское	0.850-0.950	0.240-0.290
26	26	Равнинное	0.850-1.100	0.300-0.500
27	27	Юмантыльское	0.750-0.810	0.080-0.120
28	28	Тапское	0.850-1.100	0.300-0.500
29	29	Верхне-Часельское	0.850-0.950	0.240-0.290
30	30	Ново-Часельское	0.850-0.950	0.240-0.290
31	31	Холмистое	0.850-0.950	0.240-0.290

516

Таблица 2. Максимальные уровни отбора свободного газа нефтяных и нефтегазовых месторождений вводимых после 1998г.

N / N	Код мест-ния	Название месторождения	Максим. уровень отбора газа,млн m^3/год	Содержание C_3+высшие в газе (кг/$м^3$)
1	32	Чатылькинское	45	0.240-0.290
2	33	Южно-Танловское	100	0.005-0.010
3	34	Ханчейское	650	0.120-0.150
4	35	Добровольское	5	0.200-0.300
5	36	Карасевское	5	0.350-0.400
6	37	Черничное	30	0.350-0.400
7	38	Яровое	10	0.240-0.290
8	39	Акайтемское	5	0.240-0.290
9	40	Северо-Иохтурское	5	0.240-0.290
10	41	Восточно-Харампурское	10	0.240-0.290
11	42	Северо-Часельское	15	0.240-0.290
12	43	Южно-Хадырьяхинское	50	0.200-0.300
13	44	Русскореченское	1500	0.200-0.300
14	45	Мангазейское	40	0.200-0.300
15	46	Южно-Пырейское	35	0.180-0.250
16	47	Южно-Таркосалинское	160	0.200-0.250
17	48	Южно-Русское	25	0.010-0.020
18	49	Русское	400	0.001-0.003
19	50	Апакапурское	5	0.250-0.300
20	51	Яро-Яхинское	550	0.150-0.200
		ИТОГО:	3645	

617

Таблица 3. Максимальные уровни отбора свободного газа высокого давления с большим содержанием целевых компонентов

N / N	Код мест-ния	Название месторождения	Максим. уровень отбора газа,млн m^3/год	Содержание C_3+высшие в газе (кг/$м^3$)
1	51	Ярояхинское	4500	0.150-0.200
2	18	Восточно-Таркосалинское	5000	0.100-0.150
3	15	Северо-Губкинское	2000	0.150-0.250
4	34	Ханчейское	2700	0.150-0.200
		ИТОГО:	14200	

518

Таблица 4. Максимальные уровни отбора свободного сухого газа высокого давления

N / N	Код мест-ния	Название месторождения	Максим. уровень отбора газа,млн m^3/год	Содержание C_3+высшие в газе (кг/$м^3$)
1	3	Тарасовское	1450	0.001-0.003
2	5	Харампурское	19000	0.001-0.003
3	18	Восточно-Таркосалинское	16000	0.001-0.003
4	19	Западно-Таркосалинское	20000	0.001-0.003
5	15	Северо-Губкинское	430	0.010-0.020
6	17	Фестивальное	400	0.001-0.003
7	34	Ханчейское	2000	0.001-0.003
8	30	Новочасельское	1000	0.001-0.003
9	52	Береговое	10000	0.036-0.010
10	42	Северо-Часельское	600	0.001-0.003
11	48	Южно-Русское	30000	0.001-0.003
12	10	Губкинское	20000	0.001-0.003
		ИТОГО:	120880	

619

Таблица 5. Динамика отбора газа
нефтяных и нефтегазовых объектов

N / N	код	Название месторождения	год ввода	Максим. уровень отбора млн.м^3 /год	Динамика отбора газа по годам 1993	1994	1995	1996	1997	1998
1	1	Барсуковское	1986	2000	1370	986	610	347	168	67
2	2	Новопурпейское	1985	200	197	163	138	117	99	83
3	3	Тарасовское	1986	1600	1600	1600	1580	1480	1384	1291
4	4	Комсомольское	1988	2500	543	641	1062	1886	2239	2058
5	5	Харампурское	1990	1500	439	907	1383	1455	1381	1133
6	6	Усть-Харампурское	1990	10	0	1	3	4	7	9
7	7	Верхне-Пурпейское	1987	70	69	39	34	30	15	9
8	8	Западно-Пурпейское	1992	15	11	10	6	5	4	4
9	9	Северо-Тарасовское	1992	25	1	12	19	23	23	20
10	10	Губкинское	1992	1080	41	133	215	279	319	314
11	11	Присклоновое	1993	60	5	39	59	54	41	36
12	12	Южно-Харампурское	1994	1500	0	32	395	923	1259	1357
13	13	Известинское	1993	15	1	8	12	15	15	13
14	15	Северо-Губкинское	1994	3000	0	3	26	451	1350	1935
15	16	Северо-Комсомольское	1994	4000	0	2	97	202	350	517
16	14	С.-Айваседопуровское	1994	5	0	0	2	3	4	4
17	17	Фестивальное	1995	150	0	0	1	10	66	114
18	18	Восточно-Таркосалинское	1995	100	0	0	3	15	27	40
19	19	Западно-Таркосалинское	1995	10	0	0	0	2	5	7
20	20	Меретояхинское	1995	100	0	0	3	13	45	74
21	21	Кынское	1996	300	0	0	0	8	41	84
22	22	Среднехарампурскоее	1996	15	0	0	0	1	7	12
23	23	Тектохарампурское	1996	20	0	0	0	2	11	18
24	24	Еты-Пуровское	1996	15	0	0	0	0	2	4
25	25	Усть-Часельское	1997	1500	0	0	0	0	11	55
26	26	Равнинное	1997	200	0	0	0	0	9	43
27	27	Юмантыльское	1998	20	0	0	0	0	0	1
28	28	Тапское	1998	50	0	0	0	0	0	1
29	29	Верхне-Часельское	1998	260	0	0	0	0	0	1
30	30	Ново-Часельское	1998	20	0	0	0	0	0	1
31	31	Холмистое	1998	100	0	0	0	0	0	4
			ИТОГО:	20440	4277	4576	5648	7325	8882	9309

620

ASSOCIATED GAS FORECASTS

(ENGLISH VERSION)

Introduction:

This work has been done for BECHTEL CORPORATION. The aim of the work is to estimate potentials of petroleum and free gas recovery in the territory of the oil-and-gas production association (PA) "Purneftegaz"

622

Section: Estimate potentials of petroleum and free gas recovery in the territory of the oil-and-gas production association (PA) "Purneftegaz".

A limited finance support has restricted an adequate oil industry development for many years. As a result reserves exploitation is performed preferably in the fields where improved technologies are not required.

Moreover, limited financing results in poor petroleum gas utilization, less then a half of petroleum gas is used.

The state budget distribution did not give the priority to manufacturing modern oilfield facilities for gas utilization and the funds did not allow the oil industry to purchase required equipment and technologies from Western companies.

A proposed area for expected investments confined to the Nadym-Purovskaya oil-and-gas bearing province is described, which is distinguished in the west of the central part of the northern area of the Western-Siberia Province.

It includes a system of roofs, megabarriers and bars (Purpeyski, Yubileynyi, Urengoyski and others, see Fig. 1.) and depressions surrounding them.

The main feature of the section of Mesozoic-and-Canozoic platform deposits is the predominance of continental and near-shore marine deposits, the absence of traceable regional sand and shale members. The total thickness of sedimentary platform deposits varies from 3500 to 5000 m.

Commercial accumulations of oil, gas-condensate and gas in stratigraphic deposits are confined to the six oil-and-gas bearing complexes and are separated by clay bands of different thickness and extension.

These are Senomanian, Aptian-Albian, Hauterivian-Barremian, Berriasian-Valangian, Upper and Middle-Low Jurrasic complexes.

Oil and gas bearing complexes are presented mainly by terrigeneous reservoir rocks (excluding the Bazhenov suite) and contain clay members acting as covers of the second order for hydrocarbon accumulations

Commercial hydrocarbon accumulations are apparently associated not only with the thickness and abundance of these covers but also with their quality. A significant role in forming of an oil-and gas content story within the Purpeyski district area belongs to a interreservoir migration of hydrocarbons.

C23

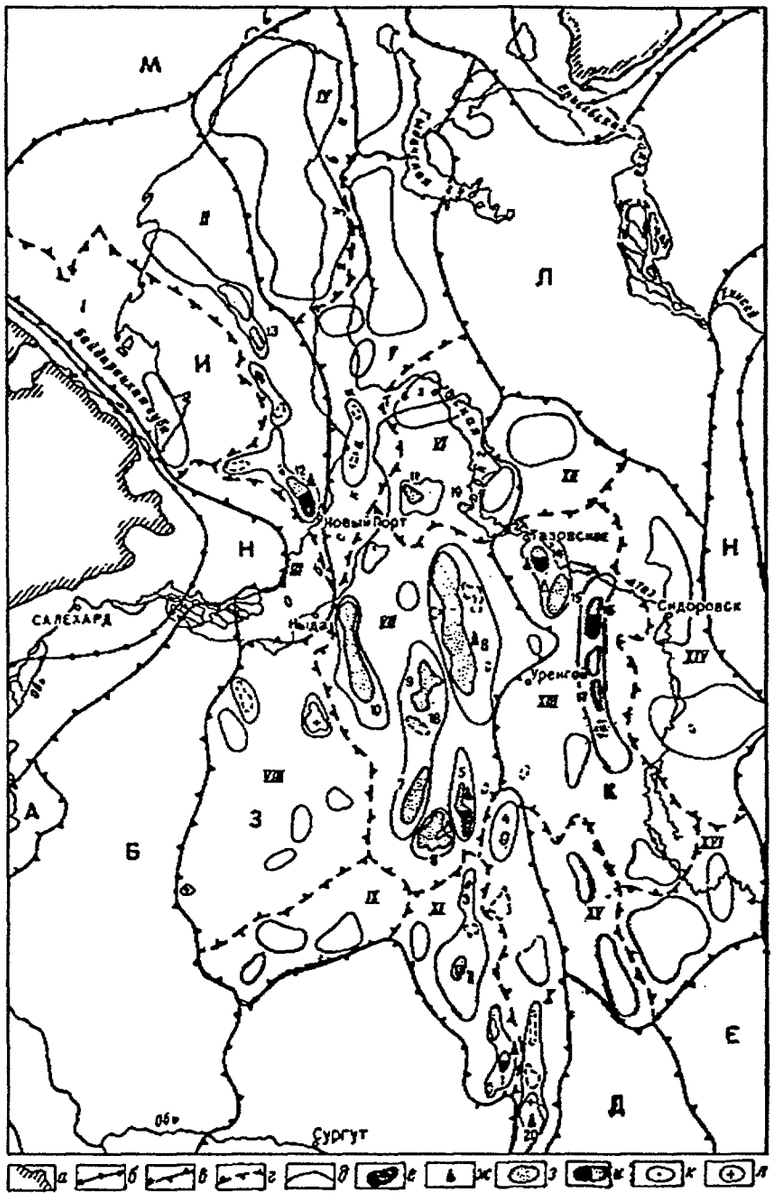


Fig. 1. - A map of oil and gas fields location within the northern oil-and-gas bearing regions (after I.I.Nesterov)

Boundaries: а-Western-Siberian sedimentary basin; б-oil-and-gas bearing province; в-oil-and-gas regions (А-Near-Ural, Б-Frolovskaya, Д-Vasyoganskaya, Е-Paiduguinskaya, З-Nadym-Purskaya, И-South-Yamalskaya, К-Pur-Tazovskaya, Л-Ust-Yeniseiskaya, М-Karskaya(supposed), Н-marginal lands), г-oil-and-gas districts {I-Baidaratski, II-Novoportovski, III-East-Schuchyinski, IV-Sredneyamalski, V-Gydanski, VI-Yamburgski, VII-Urengoyski, VIII-Nadymski, IX-Pyakutinski, X-Aivasedopurski, XI-Vengapurski, XII-Bolshehetski, XIII-Tazovski, XIV-Krasnoselkupski, XV-Kharam-Purski, XVI-Upper-Tazovski}, д-tectonic positive structures of I and II orders; local uplifts: е-with oil reservoirs, ж-with oil shows, з-with gas and gascondensate reservoirs, и-with oil and gas (gas-condensate) reservoirs, к-being explored, л-an estimation by exploratory drilling gave no definite result.

Fields and oil shows: 1-Van-Yoganskoye, 2-Vengapurskoye, 3-Vengayakhinskoye, 4-Aivasedopur-skoye, 5-Gubkinskoye(Purpeyskoye), 6-Komsomolskoye, 7-North-Komsomolskoye, 8-Urengoyskoye, 9-Yubileynoye, 10-Medvezhie, 11-Yamburgskoye, 12-Novopkatovskoye, 13-Arkticheskoye, 14-Tazovskoye, 15-Zapolyarnoye, 16-Russkoye, 17-South-Russkoye, 18-Yamsoveyskoye, 19-Yurharovskoye, 20-Novomolodvozhnoye.

524

One of the uppermost formations in the section of sedimentary cover is the Senomanian producing complex regionally abundant in the north and containing gas and oil fields below the thick layer of clay rocks in the complex cover. These reservoirs are massive and have a bottom water drive.

To this complex the major free gas reserves are assigned which are concentrated preferably in the formation PK_1.

In the interval of Aptian-Albian deposits oil and gas accumulations have been discovered on most of the large local uplifts (Barsukovskoye, North Gubkinskoye and other fields). One can trace a zonation in reservoirs quantity and in their phase state from the east to the west.

The hydrocarbon reserves density increases from the Barsukovskoye to the North-Gubkinskoye field in the same directions, namely from the west to the east the oil reservoirs gradually change into gas ones.

Besides, from the south to the north the reservoirs grow larger in the Aptain-Albian complex. The most of the reservoirs of this complex are of small size, have a bottom water drive and are often controlled by disjuctions.

The largest reservoirs are confined to the consistent covers formed as a result of the sea transgressions over the formations PK_{18}, PK_{19} and PK_{22}. Within the Barsukovkoye and Komsomolskoye fields in the said formations the major hydrocarbon reserves are contained.

The Hauterivian-Barremian oil-and-gas complex may be considered as the main one by a member of reservoirs. It contains oil, gas-condensate and oil, gas-condensate, oil and gas-condensate reservoirs preferably of a dome-like type, which often have lithological screens in the bottom of the section.

The story of oil-and-gas content within the complex on large local uplifts reaches 1000 m. An increase in a number of gas-condensate and oil-gascondensate reservoirs is recognized from the top to the bottom.

To the Berriasian-Valangian complex in this district the shelf- formations BP_3-BP_{10} belong.

The reservoirs are mainly lithologically screened or lithologically isolated, contain oil or gas-condensate.In a number of cases to the said formations major reserves of such fields as Tarasovskoye, North Tarasovskoye are confined.

625

The Upper Jurrasic oil-and-gas bearing complex in the fields of the Purpeyski district is studied insufficiently and in a limited number of wells. The

reservoirs are recognized in the two horizons: Bazhenov (Izvestinskoye field) and Vasyogan suites (Izvestinskoye and Gubkinskoye fields).

The reservoirs of the Lower-Middle Jurrasic complex in this district are defined in the Gubkinskoye, Izvestinskoye, North Komsomolskoye, Kharampurskoye fields.The hydrocarbons are presented by gas-condensate and oil.

The section of the field reveals vertical zonation of the phase state of hydrocarbons. From the Senomanian reservoirs down the section gases become more fat, oil banks increase in number. The maximum of oil-and-gas content in Senomanian deposits occur in the formations PK_{16}, PK_{18}-PK_{22}.

Physical and chemical properties of hydrocarbons can change along the section in wide ranges.

The formations of the PK group are characterized by the presence of the most heavy tarry oil with the density of 0.90-0.95 g/cm^3, down the section the density lessens down to 0.80-0.85 g/cm^3. The solution gas content also varies widely ranging from tenths of cm^3/g to 400 m^3/t.The potential content of condensate (C_{5+}) in the gas also has a tendency to increase down the section.

Thus, for the Komsomolskoye field the available field data show that the yield of a stable condensate in the group AP formations varies from 4 to 40 g/m^3, and in the formations of the group BP it increases up to 7-250 g/m^3.

As of January 1, 1993 the PA "Purneftegaz" has produced 9 780 000 tons of oil, gas resources equaled 3896 mln m^3, an average per year gas-oil ratio was about 400 m^3/t.

The highest average per year gas factor was registered in the Komsomolskoye field, it was 2185 m^3/t.

In the wells produced from the formations PK_{19-20}, Barsukovskoye field, which are located in the zones where there no dense layers isolating a gas cap and also near the internal gas pool outline the gas factor for the wells ranges from 950 (well 1698) to 21555 (well 1887).

During 1992 from a gas cap of the formation PK_{19-20} they recovered 1122 mln m^3 of gas. But only 14% of the produced gas was utilized at the Gubkinski gas processing plant.

By 1993 this utilization will grow up to 51% due to putting into operation of the Central gathering station in the Barsukovskoye field; and in 1994 putting

into service of the third and the fourth stages of the plant will allow to utilize up to 74% of the produced gas.

The capacity of gas processing of each stage is expected to be 1.07 bln m^3/y.

At present nine oil fields are involved into development.

The experience of the feilds operation reveals that practically in all directions of a commercial field exploitation there are certain difficulties which can be explained by the following factors:

1. Geological factors:

- multilayering of the section with the alternation of oil, gas, oil-and-gas and gas-condensate formations;

- low permeability, disintegration and heterogeneity which is characterized by a lithological substitution of reservoirs, a high dispersion of a lithological composition of rocks representing the reservoir;

- low oil saturation, large thicknesses of transition zones, low thicknesses of layers separating oil saturated interlayers from water-and-gas saturated ones;

- a presence of reservoirs containing high viscosity oils and overlaid by gas caps.

2. Technical and technological factors:

- limited possibilities of a rational well clusters and other oilfield facilities siting;

- limitations of home-made drilling equipment for development of reserves located in environmentally sensitive areas and the absence of technologies providing qualitative well construction, especially in view of reliable isolation of gas-bearing formations from oil-bearing ones;

- an absence of equipment allowing to lift an oil-and-gas mixture to the surface, particularly in the conditions of deep seated producing formations;

- an absence of technologies providing an efficient control of hydrate-and paraffin deposits and also the absence of an appropriate technique for highly effective workovers without wells killing.

3. Natural and climate factors:

- difficult to access territories, a swamped northern taiga with prevailing forest-tundra and forestless areas having a relief characterized by slightly erosive and heavy lake dismembering;

527

- distinctly continental climate with stable and long frosts;

- ecological vulnerabilty and related normative requirements stipulated by the ecological situation;

- permafrost characterized by mainly an insular distribution;

- poor field facilities construction taking into consideration an undeveloped transport network.

A low level of equipment provision and the above mentioned geological and technological factors dictate the necessity of creation of high capacity facilities for gas utilization and also purchasing a reliable equipment providing efficient exploitation of gas-and-oil fields.

To evaluate required capacities for gas utilization an estimation of a resource base relative to the solution gas and breakthrough gas has been made.

In addition to the nine fields being developed as of January 1, 1993 it is expected to bring into operation further 22 oil fields which contain in their section both the gas and gas-condensate reserves.

In the predictions certain measures are foreseen to limit gas recoveries. First of all, this can be achieved by using barrier flooding, non-destructive perforation, prevention of formations exposing when there are no dense barriers between the oil and gas portions of the section.

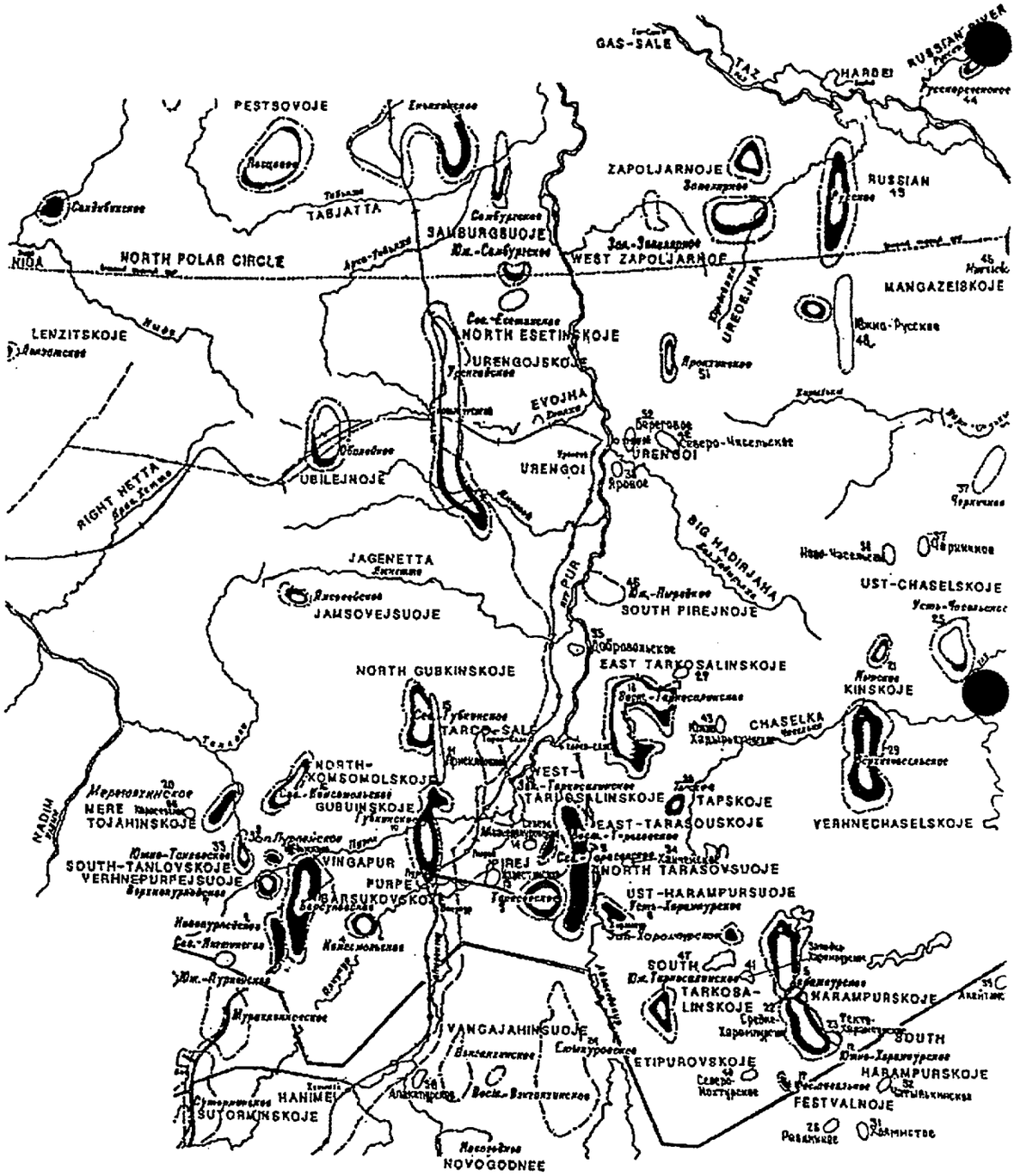
The fields location is shown in Fig. 2.

The evaluation of gas production levels is done separately for oil-bearing formations containing oil banks with gas caps, for gas-condensate reservoirs containing no oil bank, for reservoirs containing free dry gas of Senomanian deposits.

Gas recovery from oil reservoirs, from reservoirs having an oil bank, is performed through the system of oil wells with a simultaneous gathering and treatment of oil, gas and water at the pressure in the system 1.5 MPa.

Gas condensate reservoirs at present are not developed and their bringing into exploitation untl 2000 is not expected.

Gas recovery from these reservoirs can be performed through gas wells at well-head pressure of 10-35 MPa.



Legend

- oil filds
- oil and gas filds
- railway stations and railroads
- gas piplines
- a road with a concrete covering

529

Fig 2. Overview of the P/A "Purneftgas" area of activity

The reservoirs that are on the balance of the PA "Purneftegaz" and containing free dry gas of Senomanian deposits are not developed at present and are not expected to be brought into development until 2000.

Their exploitation can be performed through gas wells with the pressure of 7.5-15 MPa.

The prediction of levels of production of associated and breakthrough gas from gas and gas-oil reservoirs and a potential content of liquid fractions is presented in Table 1,5 .

The calculation of gas production performance during the period 1993-1998 is made for a predicting alternative of oil production on the basis of the study of physical and chemical properties of reservoir and degassed oils and gases, on the basis of available data on actual status of oil and gas reserves, on the basis of available results of oilfield measurements of gas recovery since the beginning of the fields development, on the basis of the experience gained in other areas of oil production regarding the gas recovery from gas caps through oil wells.

It should also be taken into consideration that the properties of reservoir fluids for the region in general, areas and the section of the fields are studied quite insufficiently and not systematically.

In connection with this for a number of fields (particularly for those expected to be brought into operation after 1995) the main properties of gas and gas factors of oil are assumed by analogy with the studied reservoirs data.

The criteria of the fields properties correspondence are a geographycal vicinity of fields and a stratigraphic similarity of producing formations.

The expected levels of gas production in 1993 according to the estimate made will reach 4.3 bln m^3 and by 1998 they will increase more than twice and will be 9.3 bln m^3.

Moreover, for the fields and formations to be brought into development an estimation is made of maximum levels of C^{3+} content.

The estimates presented in Tables 2-5 show high levels of free gas recovery.

Thus, for the thirteen fields production potentials can reach 123 bln m^3.

With allowance for a gas recovery from gas-condensate and gas reservoirs and from gas caps and also a solution gas recovery potential production levels in the studied area of works can reach 160-170 bln m^3 per year.

530

Table 1. Property of oil-gas producing formions

N / N	Field code	Field name	Estimated properties of gas at 20°C name namedensity, kg/m^3	C_3+content kg/m^3
1	1	Barsukovskoye	0.709-0.750	0.030-0.070
2	2	Novopurpeyskoye	0.840-0.890	o.200-0.250
3	3	Tarasovskoye	0.910-0.960	0.250-0.330
4	4	Komsomolskoye	0.740-0.790	0.100-0.120
5	5	Kharampurskoye	0.910-0.970	0.260-0.330
6	6	Ust-Kharampurskoye	0.950-1.000	0.350-0.390
7	7	Upper-Purpeyskoye	0.730-0.830	0.060-0.150
8	8	West-Pupeyskoye	0.730-0.830	0.060-0.150
9	9	North-Tarasovskoye	0.950-1.180	0.450-0.550
10	10	Gubkinskoye	0.850-0.910	0.220-0.250
11	11	Prisklonovoye	0.750-0.850	0.090-0.130
12	12	South-Kharampurskoye	0.900-0.940	0.240-0.290
13	13	Izvestinskoye	0.700-0.750	0.030-0.080
14	15	North-Gubkinskoye	0.920-1.100	0.250-0.970
15	16	North-Komsomolskoye	0.700-0.830	0.020-0.150
16	14	N.-Aivasedopurovskoye	0.750-0.850	0.095-0.130
17	17	Festivalnoye	0.950-1.050	0.370-0.420
18	18	East-Tarkosalinskoye	0.800-0.850	0.110-0.140
19	19	West-Tarkosalinskoye	0.850-0.950	0.240-0.290
20	20	Meretoyahinskoye	0.900-0.940	0.220-0.270
21	21	Kynskoye	0.880-0.930	0.200-0.260
22	22	Sredneharampurskoye	0.950-1.050	0.370-0.420
23	23	Tectokharampurskoye	0.950-1.050	0.370-0.420
24	24	Ety-Purovskoye	0.950-1.189	0.400-0.600
25	25	Ust-Chaselskoye	0.850-0.950	0.240-0.290
26	26	Ravninnoye	0.850-1.100	0.300-0.500
27	27	Yunaktymskoye	0.750-0.810	0.080-0.120
28	28	Tapskoye	0.850-1.100	0.300-0.500
29	29	Upper-Chaselskoye	0.850-0.950	0.240-0.290
30	30	Novo-Chaselskoye	0.850-0.950	0.240-0.290
31	31	Kholmistoye	0.850-0.950	0.240-0.290

631

Table 2. Maximum levels of free gas production for the field oil and oil-and-gas producting formations to be brought into development in 1998

N/N	Field code	Field name	Maximum level of gas prod (MM m^3/y)	Content of C_3+C_n in gas (kg/m^3)
1	32	Chatylkinskoye	45	0.240-0.290
2	33	South-Tanlovskoye	100	0.005-0.010
3	34	Khancheyskoye	650	0.120-0.150
4	35	Dobrovolskoye	5	0.200-0.300
5	36	Karasevskoye	5	0.350-0.400
6	37	Chernichnoye	30	0.350-0.400
7	38	Yarovoye	10	0.240-0.290
8	39	Akaytemskoye	5	0.240-0.290
9	40	North-Iyohturskoye	5	0.240-0.290
10	41	West-Kharampurskoye	10	0.240-0.290
11	42	North-Chaselskoye	15	0.240-0.290
12	43	South-Khadyryahinskoye	50	0.200-0.300
13	44	Russkorechenskoye	1500	0.200-0.300
14	45	Mangazeyskoye	40	0.200-0.300
15	46	South-Pyreyskoye	35	0.180-0.250
16	47	South-Tarkosalinskoye	160	0.200-0.250
17	48	South-Russkoye	25	0.010-0.020
18	49	Russkoye	400	0.001-0.003
19	50	Apakapurskoye	5	0.250-0.300
20	51	Yaroyahkinskoye	550	0.150-0.200
		Total	3645	

632

Table 3. Maximum levels of high pressure free gas production with a high content of target component

N/N	Field code	Field name	Maximum level of gas prod (MM m^3/y)	Content of C_3+C_n in gas (kg/m^3)
1	51	Yaroyahinskoye	4500	0.150-0.200
2	18	East-Tarkosalinskoye	5000	0.100-0.150
3	15	North-Gubkinskoye	2000	0.150-0.250
4	34	Khancheyskoye	2700	0.150-0.200
		Total	14200	

533

Table 4. Maximum levels of production of free dry gas of high pressure

N/N	Field code	Field name	Maximum level of gas prod (MM m^3/y)	Content of C_3+C_n in gas (kg/m^3)
1	3	Tarasovskoye	1450	0.001-0.003
2	5	Kharampurskoye	19000	0.001-0.003
3	18	East-Tarkosalinskoye	16000	0.001-0.003
4	19	West-Tarkosalinskoye	20000	0.001-0.003
5	15	North-Gubkinskoye	430	0.010-0.020
6	17	Festivalnoye	400	0.001-0.003
7	34	Khancheyskoye	2000	0.001-0.003
8	30	Novochaselskoye	1000	0.001-0.003
9	52	Beregovoye	10000	0.036-0.010
10	42	North-Chaselskoye	600	0.001-0.003
11	48	South-Russkoye	30000	0.001-0.003
12	10	Gubkinskoye	20000	0.001-0.003
		Total	120880	

534

Table 5. Performance of gas production from oil and oil-gas producing formions

Field Ncode / N		Field name	Bringing into development	Maximum level of production, MMm^3/y	gas production perfomance by yearrs 1993	1994	1995	1996	1997	1998
1	1	Barsukovskoye	1986	2000	1370	986	610	347	168	67
2	2	Novopurpeyskoye	1985	200	197	163	138	117	99	83
3	3	Tarasovskoye	1986	1600	1600	1600	1580	1480	1384	1291
4	4	Komsomolskoye	1988	2500	543	641	1062	1886	2239	2058
5	5	Kharampurskoye	1990	1500	439	907	1383	1455	1381	1133
6	6	Ust-Kharampurskoye	1990	10	0	1	3	4	7	9
7	7	Upper-Purpeyskoye	1987	70	69	39	34	30	15	9
8	8	West-Pupeyskoye	1992	15	11	10	6	5	4	4
9	9	North-Tarasovskoye	1992	25	1	12	19	23	23	20
10	10	Gubkinskoye	1992	1080	41	133	215	279	319	314
11	11	Prisklonovoye	1993	60	5	39	59	54	41	36
12	12	South-Kharampurskoye	1994	1500	0	32	395	923	1259	1357
13	13	Izvestinskoye	1993	15	1	8	12	15	15	13
14	15	North-Gubkinskoye	1994	3000	0	3	26	451	1350	1935
15	16	North-Komsomolskoye	1994	4000	0	2	97	202	350	517
16	14	N.-Aivasedopurovskoye	1994	5	0	0	2	3	4	4
17	17	Festivalnoye	1995	150	0	0	1	10	66	114
18	18	East-Tarkosalinskoye	1995	100	0	0	3	15	27	40
19	19	West-Tarkosalinskoye	1995	10	0	0	0	2	5	7
20	20	Meretoyalinskoye	1995	100	0	0	3	13	45	74
21	21	Kynskoye	1996	300	0	0	0	8	41	84
22	22	Sredneharampurskoye	1996	15	0	0	0	1	7	12
23	23	Tectokharampurskoye	1996	20	0	0	0	2	11	18
24	24	Ety-Purovskoye	1996	15	0	0	0	0	2	4
25	25	Ust-Chaselskoye	1997	1500	0	0	0	0	11	55
26	26	Ravninnoye	1997	200	0	0	0	0	9	43
27	27	Yunaktymskoye	1998	20	0	0	0	0	0	1
28	28	Tapskoye	1998	50	0	0	0	0	0	1
29	29	Upper-Chaselskoye	1998	260	0	0	0	0	0	1
30	30	Novo-Chaselskoye	1998	20	0	0	0	0	0	1
31	31	Kholmistoye	1998	100	0	0	0	0	0	4
			TOTAL:	20440	4277	4576	5648	7325	8882	9309

535

CONDENSATE GAS FORECASTS

(RUSSIAN VERSION)

536

СибНИИНП

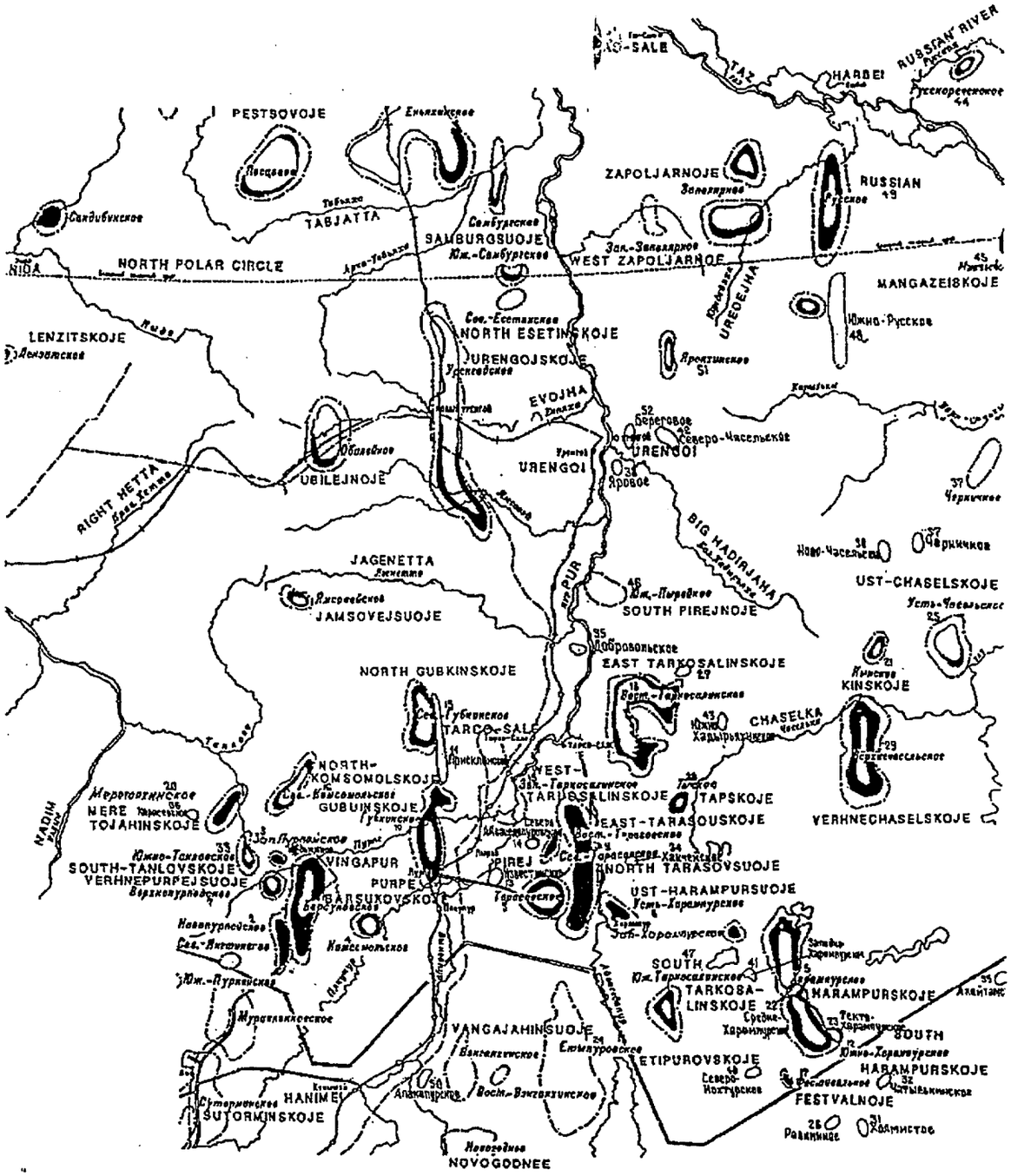
РАСЧЕТЫ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ

ГАЗА И ШФЛУ

ПО СЕВЕРО-ГУБКИНСКОМУ, ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОМУ, ЯРО-ЯХИНСКОМУ И ХАНЧЕЙСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЯМ ПУРОВСКОГО РАЙОНА

Тюмень 1993 год

537



Условные обозначения:

- месторождение нефти
- месторождение нефти и газа
- ж/д и ж/д станции
- газопровод
- дорога с бетонным покрытием

Рис. Обзорная карта района работ П/О "ПУРНЕФТЕГАЗ"

ВВЕДЕНИЕ

Данная работа выполнена в рамках расширения контракта технико-экономического обоснования углубления использования нефтяного газа месторождений Тюменской области и преследует цель оценить потенциальные возможности по добыче нефтяного газа и конденсата в зоне деятельности объединения "ПУРНЕФТЕГАЗ".

Была поставлена задача по выбору 2-4 месторождений обеспечивающих добычу свободного газа на уровне 6-10 млрд.м3. в год.С этой целью для оценки объемов отбора газа и конденсата было выбрано Восточно-Таркосалинское , Яро-Яхинское , Северо-Губкинское и Ханчейское месторождения.

Ниже кратко рассмотрены гелогическое строение,параметры пластов и свойства газа по каждому из выбранных месторождений , а также выполнены технологические расчеты показателей разработки на 25- летний период.

639

ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Месторождение расположено в 12 км. от пос. Тарко-Сале и в 90 км. от Губкинского ГПЗ , открыто в 1971 году.В пределах месторождения выявлено 12 нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей.По состоянию на 1.01.93 г. запасы газа по категории АВС1 составили :

свободного газа-316,2 млрд.м3.

газа в газовых шапках-95 млрд.м3.

растворенного газа- 20,5 млрд.м3.

Основные запасы сухого газа сосредоточены в сеноманской залежи пласта ПК1,объем их составляет 314,2 млрд.м3.Площадь газоносности 922360 тыс.м2,газонасыщенная толщина составляет 11,9м , плотность газа по воздуху-0,567.

Основные запасы жирного газа выявлены в пластах группы БП ,причем большая его часть сосредоточена в газовых шапках пласта БП12 (объем 43,9млрд.м3.) и пласта БП14 (объем 45,6млрд.м3.).

Пласт БП12 залегает на глубине 2887-2892 метров,площадь газоносности 243400 тыс.м2,газонасыщенная толщина составляет 6,9 м , содержание стабильного конденсата в газе - 117 г/м3.

Пласт БП14 залегает на глубине 2983-2998 метров,площадь газоносности 276000 тыс.м2,газонасыщенная толщина составляет 6,7 м , плотность газа по воздуху 0,741 , содержание стабильного конденсата в газе - 268,8 г/м3.

640

Газовая залежь пласта БП12-2 не представляет особого интереса из-за незначительного обьема газа,запасы которого по категории АВС1 не превышают 1,9 млрд.м3.

Ниже залегающие нефтегазоконденсатные залежи БП15 и БП17 также обладают незначительными запасами газа в газовых шапках.Запасы газа пласта БП15,залегающего на глубине 2983-2998 м , составляют 2,7млрд.м3 , газонасыщенная толщина 2,9м , плотность газа по воздуху 0,804 , содержание стабильного конденсата - 268,8 г/м3.

Запасы газа пласта БП17,залегающего на глубине 3088-3108 м , составляют 2,8млрд.м3 , газонасыщенная толщина 2,9м , плотность газа по воздуху 0,748 , содержание стабильного конденсата - 275,1 г/м3.Содержание тяжелых углеводородов,без С5+в, в пластах группы БП увеличивается с глубиной от 13,3% по пласту БП12 до 19,5% по пласту БП17.

Запасы свободного газа и газа газовых шапок по пластам месторождения представлены в таблице 1 , в ней также представлены основные параметры пластов и свойства газа.

Для расчетов объема добычи газа и конденсата Восточно-Таркосалинского месторождения использовались запасы пластов группы БП , суммарная величина которых составила 97 млрд.м3.Освоение запасов газа намечается 40 скважинами.Окончательное разбуривание фонда скважин производится на 6 год.Расчетный уровень отбора газа в 3,5 млрд.м3 достигается на 6 год и держится до 17 года, при этом уровень годового отбора конденсата составит 700 тыс.т.Темп годового отбора газа от запасов держиться на уровне 3,7%.К 25 году разработки месторождения из пластов группы БП расчитывается извлечь 74 млрд.м3 газа , что составит 76% от

541

суммарных запасов газа , накопленная добыча конденсата к этому времени достигнет 14,4 млн.т.

Основные расчетные показатели разработки Восточно-Таркосалинского месторождения представлены ниже.

642

Таблица 1.

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ И ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА
ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пласт	Глубина залегания, м	Площадь газоносности, тыс.м2	Газонасыщенная толщина, м	Открытая пористость	Газонасыщенность	Пластовое давление, мПа	Плотность газа по воздуху	Содержание тяжелых углеводородов С5+в, % мольн	Содержание стабильного конденсата,т/м3	Вид газа	Балансовые запасы, млрд.м3	
											А+В+С1	С2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПК1	1235-1280	922360	11,95	0,31	0,685	12,79	0,567	-	-	св	314,20	-
БП12	2887-2892	243400	6,9	0,17	0,710	28,50	0,744	13,30	117,00	гш	43,86	-
БП12-2	2940-2957	16000	5,0	0,16	0,650	29,50	0,775	13,30	133,80	св	1,96	0,60
БП14	2983-2998	276000	6,7	0,16	0,650	29,18	0,741	15,45	268,87	гш	45,60	-
БП15	2983-2998	39300	2,9	0,15	0,650	29,67	0,804	15,47	268,83	гш	2,68	4,17
БП17	3088-3108	47750	2,9	0,15	0,600	29,10	0,748	19,50	275,10	гш	2,84	-
Всего по месторождению										св	316,20	0,60
										гш	95,02	4,17
										св + гш	411,20	4,80

ВОСТОЧНО-ТАРКОСАЛИНСКОЕ

ГОДЫ	ФОНД СКВАЖИН	ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ АТМ.	ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ АТМ.	ДЕПРЕССИЯ АТМ.	ДЕБИТ ГАЗА ТЫС.М3/СУТ	ГОДОВАЯ ДОБЫЧА ГАЗА МЛН.М3.	НАКОПЛЕН. ДОБЫЧА ГАЗА МЛРД.М3.	ГОДОВАЯ ДОБЫЧА КОНДЕНСАТА ТЫС.Т.	НАКОПЛЕН. ДОБЫЧА КОНДЕНСАТА ТЫС.Т.	ТЕМП ОТБОРА ОТ ЗАПАСОВ ПРОЦ.	НАКОПЛЕН. ОТБОР ОТ ЗАПАСОВ ПРОЦ.
1	4	284,43	281,70	2,73	179,65	300	0,30	58,52	58,52	0,003	0,00
2	8	283,38	280,62	2,76	379,21	1267	1,57	247,04	305,55	0,013	0,02
3	12	281,94	279,20	2,74	290,12	1454	3,02	283,50	589,05	0,015	0,03
4	22	279,42	276,72	2,69	218,00	2003	5,02	390,55	979,60	0,021	0,05
5	30	275,43	272,76	2,67	218,48	2737	7,76	533,73	1513,33	0,028	0,08
6	40	270,00	267,32	2,69	206,60	3451	11,21	672,94	2186,27	0,036	0,12
7	40	263,74	261,01	2,73	230,22	3846	15,06	749,90	2936,17	0,040	0,16
8	40	257,58	254,78	2,80	224,74	3754	18,81	732,04	3668,21	0,039	0,19
9	40	251,43	248,56	2,87	222,65	3719	22,53	725,24	4393,45	0,038	0,23
10	40	245,27	242,33	2,94	220,59	3685	26,22	718,53	5111,98	0,038	0,27
11	40	239,12	236,10	3,02	218,56	3651	29,87	711,92	5823,90	0,038	0,31
12	40	232,96	229,86	3,10	216,56	3617	33,48	705,40	6529,30	0,037	0,35
13	40	226,81	223,62	3,18	214,59	3584	37,07	698,97	7228,27	0,037	0,38
14	40	220,65	217,38	3,27	212,64	3552	40,62	692,62	7920,89	0,037	0,42
15	40	214,50	211,13	3,37	210,72	3520	44,14	686,36	8607,25	0,036	0,46
16	40	208,34	204,87	3,47	208,82	3488	47,63	680,19	9287,43	0,036	0,49
17	40	202,19	198,61	3,58	206,95	3457	51,08	674,09	9961,53	0,036	0,53
18	40	196,03	192,34	3,69	205,10	3426	54,51	668,08	10629,61	0,035	0,56
19	40	189,88	186,06	3,82	203,28	3396	57,91	662,15	11291,76	0,035	0,60
20	39	183,85	179,91	3,95	202,82	3303	61,21	644,14	11935,90	0,034	0,63
21	38	178,06	173,98	4,08	199,20	3161	64,37	616,40	12552,30	0,033	0,66
22	35	172,73	168,50	4,22	199,60	2917	67,29	568,88	13121,18	0,030	0,69
23	32	168,08	163,72	4,36	192,01	2566	69,85	500,34	13621,52	0,026	0,72
24	29	163,97	159,48	4,49	188,83	2287	72,14	445,92	14067,45	0,024	0,74
25	26	160,42	155,80	4,62	184,92	2008	74,15	391,52	14458,97	0,021	0,76

ЯРО-ЯХИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Яро-Яхинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 30 км к северо-востоку от пос. Уренгой и 230 км от Губкинского ГПЗ.

Месторождение открыто в 1985 году.

В пределах месторождения выявлено пять продуктивных пластов, в том числе 2 газовых пласта и 3 со значительными запасами газа в газовых шапках.

По состоянию на 1.01.93 г. запасы газа по категории АВС1 составили :

свободного газа-5,3 млрд.м3.

газа в газовых шапках-177,1 млрд.м3.

растворенного газа- 7,5 млрд.м3.

Извлекаемые запасы нефти составили 35,8млн.т.

Запасы свободного газа выявлены в пластах БТ11 и БТ6-0.Пласт БТ11 залегает на глубине 3351-3398 метров.Площадь газоносности 36900 тыс.м2 , средняя газонасыщенная толщина 5,6 метров.Содержание тяжелых углеводородов без С5+в - 11,9% ,текущее содержание стабильного конденсата 181,17 г/м3.Запасы газа пласта БТ11 достигают 5,3млрд.м3.

Запасы газа пласта БТ6-0 относятся к категории недоказанных и не учитывались при расчетах.

Основной объем газа месторождения сосредоточен в газовых шапках пластов БТ6,БТ7-8 и БТ10.

Запасы газа пласта БТ6,залегающего на глубине 3095-3150 метров,составляют 69,2 млрд.м3.Площадь газоносности 196010

646

тыс.м2 , средняя газонасыщенная толщина 12,2 метров.Содержание тяжелых углеводородов без С5+в - 11.6% ,текущее содержание стабильного конденсата 175,9 г/м3.Плотность газа по воздуху 0,76.

Объем газа в газовой шапке пласта БТ7-8,залегающего на глубине 3146-3175 метров,достигает 57,7 млрд.м3.Площадь газоносности 163400 тыс.м2 , средняя газонасыщенная толщина составляет 12,5 метров.Содержание тяжелых углеводородов без С5+в - 12,3% ,текущее содержание стабильного конденсата 226,3 г/м3.Плотность газа по воздуху 0,66.

Пласт БТ10 залегает на глубине 3294-3310 метров.Площадь газоносности 143320 тыс.м2 , средняя газонасыщенная толщина 10,6 метров.Содержание тяжелых углеводородов без С5+в - 13.1% ,текущее содержание стабильного конденсата наивысшее по месторождению и достигает величины 236,9 г/м3.Запасы газа пласта БТ10 по категории С1 составили 50,3млрд.м3.

Для расчетов объемов добычи газа и конденсата принимались запасы пластов БТ6,БТ7-78,БТ10 и БТ11,суммарные запасы ,препологающиеся вовлечь в разработку составили 182,47 млрд.м3.Разработку запасов газа и конденсата Яро-Яхинского месторождения планируется осуществлять 45 газовыми скважинами.Объем буровых работ предпологается завершить к 7 году.Проектный уровень отбора газа в 6,5 млрд.м3 достигается на 7 год эксплуатации и держится 10 лет.

Годовая добыча конденсата при таком отборе газа достигнет 1,3млн.т.Средний годовой отбор от суммарных запасов - 3,6%.За 25 лет эксплуатации месторождения предпологается отобрать 69% запасов газа , что составит 126 млрд.м3.За этот

же период накопленная добыча конденсата достигнет величины 25,2 млн.т.

Основные расчетные показатели разработки Яро-Яхинского месторождения представлены ниже.

647

Таблица 2.

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ И ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА
ЯРО-ЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пласт	Глубина залегания, м	Площадь газоносности, тыс.м2	Газонасыщенная толщина, м	Открытая пористость	Газонасыщенность	Пластовое давление, мПа	Плотность газа по воздуху	Содержание тяжелых углеводородов С5+в, % мольн	Содержание стабильного конденсата, т/м3	Вид газа	Балансовые запасы, млрд.м3	
											А+В+С1	С2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
БТ6-0	3070-3115	113560	1,86	0,16	0,730	31,87	-	11,648	175,90	св	-	6,56
БТ6	3095-3150	196010	12,19	0,14	0,770	32,12	0,760	11,648	175,90	гш	69,16	-
БТ7-8	3146-3175	163400	12,55	0,14	0,760	32,31	0,659	12,326	226,34	гш	57,68	1,32
БТ10	3294-3310	143320	10,58	0,18	0,690	35,27	0,672	13,110	236,90	гш	50,29	-
БТ11	3351-3398	36900	5,56	0,15	0,630	36,85	-	11,900	181,17	св	5,30	0,50
Всего по месторождению										св	5,30	7,06
										гш	177,13	1,32
										св + гш	182,43	8,38

698

ЯРО-ЯХИНСКОЕ

ГОДЫ	ФОНД СКВАЖИН	ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ АТМ.	ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ АТМ.	ДЕПРЕССИЯ АТМ.	ДЕБИТ ГАЗА ТЫС.М3/СУТ	ГОДОВАЯ ДОБЫЧА ГАЗА МЛН.М3.	НАКОПЛЕН. ДОБЫЧА ГАЗА МЛРД.М3.	ГОДОВАЯ ДОБЫЧА КОНДЕНСАТА ТЫС.Т.	НАКОПЛЕН. ДОБЫЧА КОНДЕНСАТА ТЫС.Т.	ТЕМП ОТБОРА ОТ ЗАПАСОВ ПРОЦ.	НАКОПЛЕН. ОТБОР ОТ ЗАПАСОВ ПРОЦ.
1	4	320,42	317,69	2,73	281,93	471	0,47	94,19	94,19	0,003	0,00
2	8	319,35	316,59	2,76	490,25	2112	2,58	422,44	516,62	0,012	0,01
3	12	317,90	315,16	2,73	479,80	2404	4,99	480,87	997,49	0,013	0,03
4	22	315,34	312,65	2,69	355,33	3265	8,25	652,91	1650,40	0,018	0,05
5	30	311,29	308,63	2,67	352,44	4415	12,67	883,07	2533,47	0,024	0,07
6	40	305,79	303,11	2,67	331,31	5534	18,20	1106,86	3640,33	0,030	0,10
7	45	299,01	296,30	2,71	345,06	6484	24,69	1296,88	4937,21	0,036	0,14
8	45	291,88	289,11	2,77	356,87	6706	31,39	1341,27	6278,48	0,037	0,17
9	45	284,81	281,97	2,84	350,69	6590	37,98	1318,04	7596,52	0,036	0,21
10	45	277,74	274,83	2,91	347,45	6529	44,51	1305,85	8902,38	0,036	0,24
11	45	270,67	267,69	2,99	344,25	6469	50,98	1293,83	10196,21	0,035	0,28
12	45	263,61	260,54	3,07	341,10	6410	57,39	1281,98	11478,19	0,035	0,31
13	45	256,54	253,39	3,15	337,99	6351	63,74	1270,29	12748,48	0,035	0,35
14	45	249,47	246,23	3,24	334,92	6294	70,04	1258,76	14007,24	0,034	0,38
15	45	242,41	239,07	3,34	331,89	6237	76,27	1247,38	15254,62	0,034	0,42
16	45	235,34	231,90	3,44	328,91	6181	82,45	1236,16	16490,78	0,034	0,45
17	45	228,27	224,73	3,55	325,96	6125	88,58	1225,09	17715,86	0,034	0,49
18	45	221,21	217,54	3,66	323,05	6071	94,65	1214,16	18930,03	0,033	0,52
19	43	214,40	210,61	3,79	324,43	5826	100,48	1165,16	20095,19	0,032	0,55
20	41	208,06	204,15	3,91	316,63	5421	105,90	1084,24	21179,43	0,030	0,58
21	38	202,22	198,18	4,04	315,47	5006	110,90	1001,21	22180,65	0,027	0,61
22	35	197,00	192,83	4,17	308,38	4507	115,41	901,46	23082,10	0,025	0,63
23	32	192,32	188,03	4,29	304,21	4065	119,48	813,03	23895,13	0,022	0,65
24	29	188,20	183,80	4,41	299,28	3624	123,10	724,88	24620,01	0,020	0,67
25	26	184,65	180,13	4,52	293,19	3183	126,28	636,66	25256,68	0,017	0,69

СЕВЕРО-ГУБКИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Месторождение открыто в 1980 году,раположено в 50 км от станции Пурпе,в 60 км от пос. Тарко-Сале и и 60 км от Губкинского ГПЗ.

В пределах месторождения выявлено 23 нефтяных и нефтегазоконденсатных залежи , в том числе 15 газовых и 3 газонефтяные залежи.

По состоянию на 1.01.93 г. запасы газа по категории АВС1 составили :

свободного газа-48,2 млрд.м3.

газа в газовых шапках-37,4 млрд.м3.

растворенного газа- 4,4 млрд.м3.

Извлекаемые запасы нефти составили 28,1млн.т.

Основные запасы газа в газовых шапках установлены впластах БП7-1 и БП10.Основные запасы свободного газа сосредоточены в залежах БП5 и БП11-2.Вышезалегающие пласты ,относящиеся к группам пластов ПК , АП ,а также пласты БП1 , БП3-1 и БП9-3,содержат незначительные запасы газа и не учитывались при технологических расчетах.(таб.2.)

Запасы газа пласта БП7-1,залегающего на глубине 2265-2317 метров,составляют 20,7 млрд.м3.Площадь газоносности 70300 тыс.м2 , средняя газонасыщенная толщина 9,2 метров.Содержание тяжелых углеводородов без С5+в - 8,16% ,текущее содержание стабильного конденсата 155,5 г/м3.

Объем газа в газовой шапке пласта БП10,залегающего на глубине 2410-2560 метров,достигает 14,7 млрд.м3.Площадь

650

газоносности 62400 тыс.м2 , средняя газонасыщенная толщина составляет 7,9 метров.Содержание тяжелых углеводородов без С5+в - 20,13% ,текущее содержание стабильного конденсата 220,1 г/м3.

Пласт БП5 залегает на глубине 2125-2230 метров.Площадь газоносности 56200 тыс.м2 , средняя газонасыщенная толщина 9,6 метров.Содержание тяжелых углеводородов без С5+в - 5,87% ,текущее содержание стабильного конденсата 97,3 г/м3.Запасы свободного газа пласта БП5 достигают 16,1 млрд.м3.

Пласт БП11-2 содержит свободного газа в объеме 13,4млрд.м3. Он залегает на глубине 2566-2586 метров,площадь газоносности 41300 тыс.м2,газонасыщенная толщина составляет 11 м , плотность газа по воздуху 0,76 , содержание стабильного конденсата в газе - 219,5 г/м3.Содержание тяжелых углеводородов без С5+в - 20,13%.

Залежи юрских отложений Ю1 и Ю2 имеют запасы свободного газа 2,9 и 2,2млрд.м3 соответственно. Содержание стабильного конденсата в газе этих пластов достигает 120,8 и 152,1г/м3.

С учетом вышеизложенного для расчетов объемов добычи газа и конденсата по Северо-Губкинскому месторождению были приняты запасы газа-72,8млрд.м3.Запасы свободного газа и газа газовых шапок по пластам месторождения , а также основные параметры пластов и свойства газа представлены в таблице 3.

Для освоения запасов газа Северо-Губкинского месторождения намечается пробурить 25 скважин.Разбуривание фонда газовых скважин предпологается на 4 год.Расчетный уровень отбора газа в 2 млрд.м3 достигается на 5 год и держится до 15 года, при этом уровень годового отбора конденсата составит 390 тыс.т.При таком объеме годовой добычи темп отбора газа от запасов составит 2,8%.За 25 лет разработки из пластов

551

месторождения расчитывается извлечь 41,3 млрд.м3 газа , что составит 57% от суммарных запасов газа , накопленная добыча конденсата к этому времени достигнет 7,8 млн.т.

Действующий фонд скважин к 25 году составит 12 скважин.

Расчеты основных показателей по отбору газа и конденсата представлены ниже.

552

Таблица 3.

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ И ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА
СЕВЕРО-ГУБКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пласт	Глубина залегания, м	Площадь газоносности, тыс.м2	Газонасыщенная толщина, м	Открытая пористость	Газонасыщенность	Пластовое давление, мПа	Плотность газа по воздуху	Содержание тяжелых углеводородов С5+в, % мольн	Содержание стабильного конденсата, т/м3	Вид газа	Балансовые запасы, млрд.м3	
											А+В+С1	С2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПК13	1328-1333	9700	2,70	0,30	0,52	13,21	-	-	-	св	0,590	-
ПК16	1367-1378	6500	3,70	0,28	0,63	13,67	-	-	-	св	0,630	0,12
ПК17	1393-1400	4400	2,90	0,26	0,61	13,94	-	-	-	св	0,300	-
ПК20	1522-1639	6600	4,70	0,27	0,70	15,50	-	-	-	св	0,960	0,90
АП2	1743-1768	17300	7,30	0,26	0,60	17,60	-	-	-	св	3,700	1,32
АП4	1780-1815	20700	4,20	0,23	0,60	18,00	-	-	-	св	3,250	-
АП9	1925-1938	14700	4,70	0,25	0,60	19,50	-	-	-	гш	2,000	-
АП11	1997-2027	5000	3,20	0,22	0,60	-	-	-	-	св	0,400	1,94
БП1	2034-2044	7900	2,1	0,26	0,70	20,78	0,579	3,22	-	св	0,600	-
БП3-1	2110-2120	11600	1,8	0,20	0,65	21,00	-	-	-	св	0,590	-
БП5	2125-2230	56200	9,58	0,20	0,70	22,08	-	5,87	97,30	св	16,10	0,86
1+2БП7	2265-2317	70300	9,19	0,21	0,69	22,96	-	8,16	155,50	гш	20,70	-
БП9-3	2400-2425	11500	1,90	0,20	0,65	22,45	-	28,72	503,17	св	0,63	-
БП10	2410-2560	62400	7,94	0,18	0,70	25,06	-	20,13	220,10	гш	14,70	0,24
БП11-2	2566-2586	41300	11,0	0,20	0,65	26,63	0,760	20,13	219,50	св	13,40	-
БП12	2637-2905	20000	4,8	0,15	0,70	35,10	-	20,13	748,70	св	2,85	14,36
Ю1	2948-2962	25000	4,0	0,15	0,65	38,10	0,840	15,78	120,80	св	2,90	18,89
Ю2	3016-3021	25000	3,0	0,15	0,65	39,10	0,794	13,62	152,10	св	2,23	17,90
Всего по месторождению										св	48,17	56,28
										гш	37,40	0,24
										св + гш	85,57	56,50

СЕВЕРО-ГУБКИНСКОЕ

ГОДЫ	ФОНД СКВАЖИН	ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ АТМ.	ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ АТМ.	ДЕПРЕССИЯ АТМ.	ДЕБИТ ГАЗА ТЫС.М3/СУТ	ГОДОВАЯ ДОБЫЧА ГАЗА МЛН.М3.	НАКОПЛЕН. ДОБЫЧА ГАЗА МЛРД.М3.	ГОДОВАЯ ДОБЫЧА КОНДЕНСАТА ТЫС.Т.	НАКОПЛЕН. ДОБЫЧА КОНДЕНСАТА ТЫС.Т.	ТЕМП ОТБОРА ОТ ЗАПАСОВ ПРОЦ.	НАКОПЛЕН. ОТБОР ОТ ЗАПАСОВ ПРОЦ.
1	5	220,19	217,49	2,69	158,92	332	0,33	63,05	63,05	0,005	0,00
2	10	218,69	215,96	2,73	248,70	1039	1,37	197,33	260,38	0,014	0,02
3	18	216,39	213,68	2,71	179,73	1351	2,72	256,69	517,07	0,019	0,04
4	25	212,72	210,02	2,70	181,23	1892	4,61	359,48	876,55	0,026	0,06
5	25	208,40	205,67	2,73	203,98	2130	6,74	404,61	1281,16	0,029	0,09
6	25	204,16	201,37	2,79	199,40	2082	8,82	395,53	1676,69	0,029	0,12
7	25	199,91	197,07	2,85	197,53	2062	10,89	391,82	2068,51	0,028	0,15
8	25	195,67	192,76	2,91	195,69	2043	12,93	388,16	2456,68	0,028	0,18
9	25	191,42	188,45	2,98	193,87	2024	14,95	384,56	2841,23	0,028	0,21
10	25	187,18	184,14	3,04	192,08	2005	16,96	381,00	3222,24	0,028	0,23
11	25	182,94	179,82	3,12	190,31	1987	18,95	377,50	3599,73	0,027	0,26
12	25	178,69	175,50	3,19	188,56	1969	20,91	374,04	3973,77	0,027	0,29
13	25	174,45	171,18	3,27	186,84	1951	22,87	370,63	4344,39	0,027	0,31
14	25	170,20	166,85	3,35	185,15	1933	24,80	367,26	4711,65	0,027	0,34
15	25	165,96	162,52	3,44	183,48	1915	26,71	363,94	5075,60	0,026	0,37
16	25	161,71	158,18	3,53	181,82	1898	28,61	360,67	5436,26	0,026	0,39
17	25	157,47	153,84	3,63	180,20	1881	30,49	357,44	5793,70	0,026	0,42
18	25	153,23	149,49	3,73	178,59	1864	32,36	354,25	6147,95	0,026	0,44
19	24	149,13	145,28	3,84	178,90	1793	34,15	340,67	6488,62	0,025	0,47
20	22	145,45	141,50	3,96	176,34	1620	35,77	307,82	6796,44	0,022	0,49
21	20	142,25	138,18	4,07	171,01	1428	37,20	271,38	7067,82	0,020	0,51
22	18	139,45	135,28	4,17	168,57	1267	38,47	240,75	7308,57	0,017	0,53
23	16	137,06	132,79	4,27	165,49	1106	39,57	210,09	7518,66	0,015	0,54
24	14	135,09	130,73	4,36	161,32	943	40,52	179,20	7697,86	0,013	0,56
25	12	133,55	129,10	4,45	155,20	778	41,29	147,77	7845,63	0,011	0,57

554

ХАНЧЕЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Месторождение расположено в 75 км восточнее пос.Тарко-Сале , расстояние от Губкинского ГПЗ по прямой линии 140 км.Месторождение

открыто в 1990 году и относится к нефтегазоконденсатным.

В пределах месторождения выявлено 23 продуктивных пласта,из них в 2 пластах залежи нефти , в 3 - нефть с газовой шапкой и в 18 пластах свободный газ.

По состоянию на 1.01.93 г. запасы газа по категории АВС1 составили :

свободного газа-93,8 млрд.м3.

газа в газовых шапках-18,5 млрд.м3.

растворенного газа- 0,4 млрд.м3.

Извлекаемые запасы нефти составили 2,25 млн.т.

Основные запасы газа в газовых шапках выявлены в пласте БП10 - 14,66 млрд.м3;плотность газа по воздуху - 0,948 , содержание тяжелых углеводородов без С5+в - 26,83%, содержание стабильного конденсата 227,13 г/м3.Пласт залегает на глубине 2535-2580 метров ,площадь газоносности 37400 тыс.м2 , газонасыщенная толщина - 12,2 м.Основные запасы свободного газа выявлены в пластах ПК22 в объеме 14,5 млрд.м3 , в пласте АП4 в объеме 18,4 млрд.м3 ,в пласте БП15-2 в объеме 14,5 млрд.м3 и в пласте БП16-3 в объеме 15,9 млрд.м3 .

Содержание стабильного конденсата в пласте БП15-2 - 361,78 г/м3 , в пласте БП16-3 - 317,45 г/м3.Достоверной

556

информации о газоконденсатном факторе газа пластов от БП1-2 и выше не имеется , а по пластам группы БП и Ю значения его изменяются от 154 г/м3 (БП12-0-4) до 361 г/м3 (БП15-2).Наибольшая площадь газоносности в пласте БП16-3 -41,5 км2 и пласте БП10 - 37,4 км2 , глубина залегания соответственно 2820-2883 и 2535-2580 м.

С учетом геологического строения месторождения ., распределения запасов по пластам и содержания жирных фракций в газе для расчетов была выбрана группа пластов БП от залежи БП10 до БП16, суммарные запасы газа по которой составили 71,8 млрд.м3.

Вследствие того , что при разработке Ханчейского месторождения эксплуатироваться будет группа пластов с невысокими удельными запасами и газонасыщенными толщинами фонд добывающих скважин составил 22 скважины.Годовой отбор газа планируется на уровне 2,5 млрд.м3 , который достигается на 5 год с начала разработки.Разбуривание фонда скважин производится за 4 года.Годовой уровень добычи конденсата планируется в 700 тыс.т.Уровень стабильного годового отбора газа держится до 14 года разработки. При таком объеме годовой добычи темп отбора газа от запасов составит 3,6%.За 25 лет разработки из пластов месторождения расчитывается извлечь 52,6 млрд.м3 газа , что составит 73% от суммарных запасов газа , накопленная добыча конденсата к этому времени достигнет 14,7 млн.т.

Действующий фонд скважин к 25 году составит 15 скважин.

Ниже приведены расчетные показатели добычи газа и конденсата по месторождению.

656

Таблица 4.

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ И ЗАПАСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА
ХАНЧЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пласт	Глубина залегания, м	Площадь газоносности, тыс.м2	Газонасыщенная толщина, м	Открытая пористость	Газонасыщенность	Пластовое давление, мПа	Плотность газа по воздуху	Содержание тяжелых углеводородов С5+в, % мольн	Содержание стабильного конденсата, т/м3	Вид газа	Балансовые запасы, млрд.м3	
											А+В+С1	С2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПК15	1690-1700	8900	3,00	0,24	0,69	16,49	-	5,348	-	св	0,606	1,412
ПК19	1853-1863	7700	2,10	0,23	0,62	18,16	-	5,348	-	св	0,401	1,708
ПК20	1882-1895	12900	3,70	0,23	0,63	18,48	-	5,348	-	св	1,223	2,835
ПК21-1	1900-1916	13600	3,90	0,20	0,58	18,69	-	5,348	-	св	1,100	2,593
ПК21-2	1905-1923	13800	4,80	0,20	0,68	19,30	-	5,348	-	св	1,664	4,405
ПК22	1972-2014	37800	14,74	0,21	0,66	19,60	-	5,348	-	св	14,486	22,840
АП2	2045-2049	7600	2,20	0,22	0,56	20,00	-	5,696	-	св	0,394	0,662
АП4	2105-2145	34900	15,86	0,23	0,72	21,00	-	5,696	-	св	18,431	43,751
АП8	2223-2243	5000	3,30	0,18	0,60	21,73	-	6,360	-	св	0,366	1,320
БП1-2	2385-2395	4000	1,50	0,17	0,59	23,16	-	-	-	гш	-	0,159
0-1БП10	2525-2572	6700	4,0	0,17	0,63	25,20	-	12,204	227,54	св	0,690	1,844
БП10	2535-2580	37400	12,20	0,18	0,73	25,60	0,9478	26,883	227,13	гш	14,661	4,293
БП11	2568-2617	16000	13,60	0,17	0,84	25,73	-	11,050	332,03	св	8,409	15,528
0-2БП12	2607-2625	12000	8,00	0,19	0,65	26,15	-	14,180	332,11	св	3,261	2,857
0-4БП12	2640-2659	25700	6,30	0,17	0,75	26,29	0,7391	10,525	154,84	св	4,779	3,880
БП12	2640-2659	11000	9,70	0,25	0,87	26,13	-	14,180	332,00	св	6,476	2,857
БП14-0	2674-2678	5600	24,00	0,23	0,49	26,94	-	24,540	332,00	св	0,429	-
БП15-1	2793-2808	14700	7,20	0,18	0,71	27,27	0,8597	14,845	332,04	гш	3,876	0,939
БП15-2	2772-2823	24400	15,90	0,20	0,75	27,71	0,9851	24,533	361,78	св	14,462	14,489
БП16-3	2820-2883	41500	12,86	0,17	0,72	28,00	-	15,375	317,45	св	15,905	9,732
Ю1-1	3255-3332	7700	3,40	0,14	0,69	33,16	-	36,792	288,49	св	0,721	4,432
Всего по месторождению										св	93,803	136,570
										гш	18,537	5,391
										св + гш	112,340	141,961

ХАНЧЕЙСКОЕ

ОДЫ	ФОНД СКВАЖИН	ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ АТМ.	ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ АТМ.	ДЕПРЕССИЯ АТМ.	ДЕБИТ ГАЗА ТЫС.М3/СУТ	ГОДОВАЯ ДОБЫЧА ГАЗА МЛН.М3.	НАКОПЛЕН. ДОБЫЧА ГАЗА МЛРД.М3.	ГОДОВАЯ ДОБЫЧА КОНДЕНСАТА ТЫС.Т.	НАКОПЛЕН. ДОБЫЧА КОНДЕНСАТА ТЫС.Т.	ТЕМП ОТБОРА ОТ ЗАПАСОВ ПРОЦ.	НАКОПЛЕН. ОТБОР ОТ ЗАПАСОВ ПРОЦ.
1	4	254,87	253,05	1,81	236,57	395	0,40	110,65	110,65	0,006	0,01
2	8	252,78	250,94	1,84	344,31	1150	1,55	322,08	432,73	0,016	0,02
3	12	249,93	248,09	1,84	279,96	1403	2,95	392,82	825,55	0,020	0,04
4	22	244,91	243,08	1,83	232,41	2135	5,08	597,87	1423,41	0,030	0,07
5	22	238,22	236,36	1,85	292,56	2688	7,77	752,58	2175,99	0,037	0,11
6	22	231,68	229,78	1,91	283,83	2608	10,38	730,12	2906,12	0,036	0,14
7	22	225,15	223,19	1,96	281,17	2583	12,96	723,28	3629,39	0,036	0,18
8	22	218,62	216,60	2,02	278,54	2559	15,52	716,53	4345,92	0,036	0,22
9	22	212,08	210,00	2,08	275,95	2535	18,06	709,87	5055,79	0,035	0,25
10	22	205,55	203,40	2,15	273,40	2512	20,57	703,31	5759,09	0,035	0,29
11	22	199,02	196,80	2,22	270,89	2489	23,06	696,83	6455,92	0,035	0,32
12	22	192,48	190,19	2,30	268,40	2466	25,52	690,45	7146,37	0,034	0,36
13	22	185,95	183,57	2,38	265,96	2443	27,97	684,15	7830,52	0,034	0,39
14	22	179,42	176,95	2,47	263,54	2421	30,39	677,94	8508,46	0,034	0,42
15	22	172,89	170,32	2,56	261,16	2399	32,79	671,81	9180,27	0,033	0,46
16	22	166,35	163,69	2,67	258,81	2378	35,16	665,77	9846,04	0,033	0,49
17	22	159,82	157,04	2,78	256,49	2356	37,52	659,81	10505,85	0,033	0,52
18	22	153,29	150,39	2,90	254,21	2335	39,86	653,92	11159,77	0,033	0,56
19	21	147,01	143,98	3,03	254,61	2233	42,09	625,19	11784,96	0,031	0,59
20	20	141,20	138,04	3,16	247,15	2064	44,15	577,98	12362,94	0,029	0,61
21	19	135,72	132,42	3,30	244,32	1939	46,09	542,79	12905,73	0,027	0,64
22	18	130,59	127,15	3,44	241,35	1814	47,91	507,98	13413,71	0,025	0,67
23	17	125,80	122,21	3,59	238,21	1691	49,60	473,50	13887,21	0,024	0,69
24	16	121,34	117,61	3,74	234,84	1569	51,17	439,34	14326,56	0,022	0,71
25	15	117,24	113,35	3,88	231,16	1448	52,61	405,44	14732,00	0,020	0,73

259

Заключение

Согласно плана работ расчеты по оценке потенциальных возможностей добычи газа и конденсата из Восточно-Таркосалинского,Яро-Яхинского,Северо-Губкинского и Ханчейского месторождений проведены на 25-летний период.Если принять одновременный ввод всех месторождений , то уровни отбора газа и конденсата составят 15 млрд.м3 и 3,2 млн.т соответственно.Фонд скважин составит 132 скважины.К концу расчетного периода из недр предполагается извлечь 304 млрд.м3 газа и 64 млн.т конденсата.Ниже приведены итоговые показатели по 4 месторождениям при условии их одновременного ввода в эксплуатацию.

659

ИТОГОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО 4 МЕСТОРОЖДЕНИЯМ

ГОДЫ	ФОНД СКВАЖИН	ГОДОВАЯ ДОБЫЧА ГАЗА МЛРД.М3.	НАКОПЛЕН. ДОБЫЧА ГАЗА МЛРД.М3.	ГОДОВАЯ ДОБЫЧА КОНДЕНСАТА ТЫС.Т.	НАКОПЛЕН. ДОБЫЧА КОНДЕНСАТА МЛН.Т.
1	17	1,61	1,61	347,41	0,35
2	34	5,77	7,38	1227,27	1,57
3	54	6,92	14,30	1472,33	3,05
4	91	9,78	24,08	2093,76	5,14
5	107	12,54	36,62	2682,24	7,82
6	127	14,23	50,85	3010,93	10,83
7	132	15,53	66,38	3266,37	14,10
8	132	15,61	81,98	3281,52	17,38
9	132	15,41	97,39	3240,26	20,62
10	132	15,27	112,66	3210,30	23,83
11	132	15,13	127,78	3180,75	27,01
12	132	14,99	142,77	3151,61	30,16
13	132	14,85	157,62	3122,87	33,29
14	132	14,72	172,34	3094,52	36,38
15	132	14,58	186,92	3066,55	39,45
16	132	14,45	201,37	3038,96	42,49
17	132	14,32	215,69	3011,74	45,50
18	132	14,19	229,89	2984,89	48,48
19	128	13,72	243,61	2883,32	51,37
20	122	12,83	256,43	2693,60	54,06
21	115	11,89	268,32	2499,25	56,56
22	106	10,81	279,13	2276,53	58,84
23	97	9,68	288,81	2044,41	60,88
24	88	8,62	297,43	1826,68	62,71
25	79	7,56	304,99	1608,46	64,32

660

GAS RESOURCES DATA-BOOK 1

(RUSSIAN VERSION)

61

Таблица внесенных изменений.
Table of revisions.
Книга 1.
Book 1.

Страница Page		Наименование изменения Description
англ. English	русск. Russian	
58	56	Масса насоса НЦ-104 - 0.27 т (t) Mass of pump
60	58	Теплопроизводительность печи 0.9-5.3x10^6 Вт (W) Furnace heating capacity
72	70	Диаметр К-901 - 0.4 м (m) Dia
72	70	Масса Е-902 - 15.52 т (t) Mass
77	75	Компрессот КЦ-102 - 2 шт(раб);1 шт(рез) Compressor КЦ102 – 2pcs(working);1hcs (stand-by)
103	101	Теплопроизводительность печи 4.94-5.28x10^6 Вт (W) Furnace heating capacity

562

КНИГА 1

СОДЕРЖАНИЕ

1.3. Предложение по распределению ресурсов газа на период 1993-1998гг. 3

1.4. Предложения по дозагрузке мощностей ГПЗ и КС газом газовых шапок и газовых пластов нефтегазовых месторождений 17

1.5. Определение состава сырья, поступающего на обьекты использования нефтяного газа 18

2.2. Общая информация о метереологических условиях 19

2.3. Описание философии схемы 23

2.5. Технологические схемы 27

2.6. Спецификация оборудования 45

2.8. Состояние действующих обьектов 103

3. Новое строительство 105

4. Товарная продукция с ГПЗ Пуровского района 108

5. Экология 109

1.3. Предложения по распределению ресурсов газа на период 1993-1998 гг.

Ресурсы газа по ПО "Пурнефтегаз" на период 1993-1998 гг. по данным института "СибНИИНП" по годам составят:

млн.м3

1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.
4277	4576	5648	7325	8882	9309

Основными потребителями нефтяного газа в Пуровском районе являются нефтегазодобывающие управления, использующие газ в сыром виде на собственные нужды промыслов и газоперерабатывающие заводы (существующий Губкинский и проектируемый Тарасовский).

Перечень основных потребителей газа для собственных нужд в ПО "Пурнефтегаз" приведен в таблице 1.3.1.

Баланс добычи и распределения газа по потребителям составлен с учетом загрузки и пропускной способности действующих в настоящее время объектов сбора, транспорта и переработки нефтяного газа, а также с учетом планируемых сроков ввода в эксплуатацию новых мощностей в этом регионе (таблица 1.3.1).

Расчетные объемы использования ресурсов нефтяного газа месторождений ПО "Пурнефтегаз" будут следующими:

млн.м3

1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.
2764	3026	3775	6775	8242	8905

После исключения из общего объема газа, идущего на технологические потери при сборе и транспорте газа до потребителей, объемы которого составят:

млн.м3

1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.
28	32	33	193	321	381

и объемов газа, используемых на собственные нужды нефтегазодобывающих предприятий в количестве:

млн.м3

1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.
232	263	327	370	443	483

определены возможные объемы подачи газа на газоперерабатывающие заводы и компрессорные станции.

В целом подача газа в переработку на газоперерабатывающие заводы составит:

млн.м3

1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.
2504	2731	3415	6212	7518	8041

в том числе:

- на Губкинский ГПЗ:

1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.
2504	2731	3415	4392	5378	4468

- на Тарасовский ГПЗ

1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.
-	-	-	1820	2140	3573

- на Харампурскую КС:

1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.
-	-	-	1945	2217	2380

Баланс распределения ресурсов нефтяного газа месторождений ПО "Пурнефтегаз" выполнен с учетом сложившейся инфраструктуры и регионального расположения месторождений.

По этим признакам все месторождения ПО "Пурнефтегаз" можно разделить на следующие группы:

1. Барсуковская группа
   к ней относятся следующие месторождения:
   Барсуковское
   Ново-Пурпейское
   Верхне-Пурпейское
   Зап.Пурпейское
   Южно-Танловское
   Меретояхинское

2. Губкинская группа
   к ней относятся следующие месторождения:
   Комсомольское
   Губкинское
   Сев.Губкинское
   Сев.Комсомольское
   Вьюжное
   Известинское
   Присклоновое

566

3. Тарасовская группа
к ней относятся следующие месторождения:
Тарасовское
Усть-Харампурское
Сев.Тарасовское
Вост.Тарасовское
Сев.Айваседопуровское
Зап.Таркосалинское
Зап.Харампурское
Тапское

4. Харампурская группа
к этой группе относятся следующие местороджения:
Харампурское
Южно-Харампурское
Фестивальное
Южно-Харампурское
Средне-Харампурское
Текто-Харампурское
Холмистое
Равнинное
Акайтамское

5. Часельская группа и Восточно-Таркосалинская
к этим группам относятся следующие месторождения:
Кынское
Вост-Таркосалинское
Усть-Часельское
Верхне-Часельское
Ново-Часельское
Юмантыльское
Чатылькинское

6. К отдельно стоящим группам месторождений относятся месторождения:
Ярояхинское

Эти месторождения из-за своей удаленности от существующих систем сбора и переработки газа, небольших объемов ресурсов газа не могут быть подключены к этим системам, поэтому к вопросам использования ресурсов нефтяного газа этих месторождений необходим специальный подход как к малым, удаленным.

Месторождения Барсуковской и Губкинской групп тяготеют к зоне газосбора Губкинского ГПЗ.

Месторождения Тарасовской, Харампурской, Часельской и Восточно-Таркосалинской групп относятся к зоне газосбора Тарасовского ГПЗ.

От Тарасовского месторождения до Губкинского ГПЗ в настоящее время построен и находится в эксплуатации газопровод Ду 1020 мм L= 64 км. По этому газопроводу нефтяной газ первой ступени сепарации Тарасовского месторождения транспортируется на Губкинский ГПЗ.

В перспективе, после ввода в эксплуатацию Тарасовского ГПЗ этот газопровод будет использоваться как резервный для подачи избытков газа из Губкинского района (с Губкинского месторождения) на Тарасовский ГПЗ и при необходимости обратно.

Для достижения гибкости в использовании ресурсов нефтяного газа Барсуковской группы месторождений и сбрасывания пиковых нагрузок с Губкинского ГПЗ на ЦПС Барсуковского месторождения была запроектирована Барсуковская КС и построен газопровод от этой КС до Муравленковского ГПЗ длиной 115 км и Ду=530мм.

В настоящее время строительство Барсуковской КС прекращено.

Разработанная схема использования ресурсов нефтяного газа месторождений ПО "Пурнефтегаз" учитывала неустойчивость и сложности в прогнозировании объемов отбора газа при добыче нефти и позволяла без создания дополнительных мощностей регулировать сброс пиковых нагрузок по объектам переработки газа этого региона.

Представленный в таблице 1.3.1 баланс добычи и распределения ресурсов нефтяного газа месторождений ПО "Пурнефтегаз" выполнен по данным института "СибНИИНП" под объемы добычи нефти 180 млн.т в 1995 году. Этот вариант можно считать минимальным.

568

Баланс добычи и распределения газа по ПО "Пурнефтегаз"

Таблица 1.3.1

млн.м3

	Месторождения, показатели	Годы					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
1.	Добыча нефти, тыс.т	9695	10190	10674	12164	14766	16091
2.	Ресурсы газа, млн.м3	4277	4576	5648	7325	8882	9309
	в т.ч.: 1 ступень	4076.5	4365.1	5428.6	7072.8	8581.4	8984
	2 ступень	33.8	36.5	37.9	42.8	49.7	54.8
	концевые	166.7	174.4	181.5	209.4	250.9	270.2
3.	Добыча газа, млн.м3	2764	3026	3775	6775	8282	8905
	в т.ч.: 1 ступень	2764	2905.5	3665.1	6572.7	8035.2	8636.6
	концевые	-	120.5	109.9	202.3	246.8	268.4
3.1.	Подача газа на с/н промыслов	232	263	327	370	443	483
	в т.ч.: 1 ступень	232	263	327	370	443	483
3.2.	Техпотери при сборе и транспорте	28	32	33	68	90	94
	в т.ч.: 1 ступень	28	32	33	68	90	94
3.3.	Подача газа на переработку	2504	2731	3415	6337	7749	8328
	в т.ч.: 1 ступень	2504	2610.5	3305.1	6134.7	7502.2	8059.6
	концевые	-	120.5	109.9	202.3	246.8	268.4
	- техпотери и с/н КС	-	-	-	125	231	287
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	125	231	287
	- подача газа на ГПЗ	2504	2731	3415	6212	7518	8041
	в т.ч.: 1 ступень	2504	2610.5	3305.1	6009.7	7271.2	7772.6
	концевые	-	120.5	109.9	202.3	246.8	268.4
	Губкинский	2504	2731	3415	4392	5378	4468
	в т.ч.: 1 ступень	2504	2610.5	3305.1	4246.7	5203.4	4359.5
	концевые	-	120.5	109.9	145.3	174.6	108.5
	Тарасовский	-	-	-	1820	2140	3573
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1763	2067.8	3413.1
	концевые	-	-	-	57	72.2	159.9
3.	Уровень использования,%	64.6	66	67	92	93	96

Баланс добычи и распределения газа по Губкинскому ГПЗ

Продолжение таблицы 1.3.1

млн.м3

	Месторождения, показатели		Годы					
			1993	1994	1995	1996	1997	1998
	Комсомольское		543	641	1062	1886	2239	2058
	в т.ч.:	1 ступень	539	636	1053	1869	2214	2027
		2 ступень	1	1	2	4	6	7
		концевые	3	4	7	13	19	24
	Губкинское		41	133	215	279	319	314
	в т.ч.:	1 ступень	39.9	130.8	210.7	273.6	313.5	308.5
		2 ступень	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5
		концевые	1	2	4	5	5	5
	Известинское		1	8	12	15	15	13
	в т.ч.:	1 ступень	1	7.8	11.8	14.6	14.6	12.6
		2 ступень	-	-	-	0.1	0.1	0.1
		концевые	-	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
	Сев.Комсомольское		-	2	97	202	350	517
	в т.ч.:	1 ступень	-	1.8	96	200.5	347	512
		2 ступень	-	0.1	0.3	0.5	1	1
		концевые	-	0.1	0.7	1	2	4
	Сев.Губкинское		-	3	26	451	1350	1935
	в т.ч.:	1 ступень	-	2.7	23.8	428	1292	1864
		2 ступень	-	-	0.2	2	5	6
		концевые	-	0.3	2	21	53	65
	Присклоновое		5	39	59	54	41	36
	в т.ч.:	1 ступень	4.3	33	50	46	35	30
		2 ступень	0.1	1	1	1	1	1
		концевые	0.6	5	8	7	5	5
1.	Ресурсы газа		590	826	1471	2887	4314	4873
	в т.ч.:	1 ступень	584.2	812.1	1445.3	2831.7	4216.1	4754.1
		2 ступень	1.2	2.3	3.8	8	13.6	15.6
		концевые	4.6	11.6	21.9	47.3	84.3	103.3
2.	Добыча газа		540	785	1397	2743	4141	4678
	в т.ч.:	1 ступень	540	785	1397	2695.7	4056.7	4574.7
		концевые	-	-	-	47.3	84.3	103.3
2.1.	Подача газа на собственные нужды промыслов		32	47	85	146	215	253
	в т.ч.:	1 ступень	32	47	85	146	215	253
2.2.	Тех.потери при сборе и транспорте		4	7	12	27	45	48
	в т.ч.:	1 ступень	4	7	12	27	45	48
2.3.	Подача газа на Губ.ГПЗ		504	731	1300	2570	2606	2517
	в т.ч.:	1 ступень	504	731	1300	2522.7	2574.7	2478.7
		концевые	-	-	-	47.3	31.3	38.3

570

Продолжение таблицы 1.3.1

	Месторождения, показатели	Годы					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
2.4.	Подача газа на Сев. Губкинскую КС	-	-	-	-	1275	1860
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	1222	1795
	концевые	-	-	-	-	53	65
	- техпотери и с/н КС	-	-	-	-	82	121
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	82	121
	- подача газа на Губинский ГПЗ	-	-	-	-	1193	1739
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	1140	1674
	концевые	-	-	-	-	53	65
3.	Уровень использования,%	91	95	95	95	96	96
	Барсуковская группа						
	Барсуковское	1370	986	610	347	168	67
	в т.ч.: 1 ступень	1359	975	601	340	163	63
	2 ступень	5	5	4	3	2	2
	концевые	6	6	5	4	3	2
	Зап.Пурпейское	11	10	6	5	4	4
	в т.ч.: 1 ступень	10.6	9.7	5.7	4.9	3.9	3.9
	2 ступень	0.1	0.1	0.1	-	-	-
	концевые	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
	Верхне-Пурпейское	69	39	34	30	15	9
	в т.ч.: 1 ступень	67.9	38.1	33.1	29.3	14.3	8.5
	2 ступень	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.2
	концевые	0.6	0.5	0.5	0.4	0.4	0.3
	Ново-Пурпейское	197	163	138	117	99	83
	в т.ч.: 1 ступень	188	155	131	112	94	79
	2 ступень	2	2	2	1	1	1
	концевые	7	6	5	4	4	3
	Меретояхинское	-	-	3	13	45	74
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	2.8	12.5	43.3	71
	2 ступень	-	-	0.1	0.3	1	2
	концевые	-	-	0.1	0.2	0.7	1
1.	Ресурсы газа	1647	1198	791	512	331	237
	в т.ч.: 1 ступень	1625.5	1177.8	773.6	498.7	318.5	225.4
	2 ступень	7.6	7.5	6.6	4.6	4.3	5.2
	концевые	13.9	12.7	10.8	8.7	8.2	6.4
2.	Добыча газа	1101	1079	751	492	318	227
	в т.ч.: 1 ступень	1101	1071.5	744.4	487.4	313.7	221.8
	концевые	-	7.5	6.6	4.6	4.3	5.2

571

Продолжение таблицы 1.3.1

	Месторождения, показатели	Годы					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
2.1.	Подача газа на собственные нужды промыслов	89	69	46	26	17	13
	в т.ч.: 1 ступень	89	69	46	26	17	13
2.2.	Тех.потери при сборе и транспорте	12	10	7	5	3	2
	в т.ч.: 1 ступень	12	10	7	5	3	2
2.3.	Подача газа на Губ.ГПЗ	1000	1000	698	461	298	212
	в т.ч.: 1 ступень	1000	992.5	691.4	456.4	293.7	206.8
	концевые	-	7.5	6.6	4.6	4.3	5.2
3.	Уровень использования,%	67	90	95	96	96	96
	Итого по Губкинскому ГПЗ						
1.	Ресурсы газа	2237	2024	2262	3399	4645	5110
	в т.ч.: 1 ступень	2209.7	1989.9	2218.9	3330.4	4534.6	4979.5
	2 ступень	8.8	9.8	10.4	12.6	17.9	20.8
	концевые	18.5	24.3	32.7	56	92.5	109.7
2.	Добыча газа	1641	1864	2148	3235	4459	4905
	в т.ч.: 1 ступень	1641	1856.5	2141.4	3183.1	4370.4	4796.5
	концевые	-	7.5	6.6	51.9	88.6	108.5
2.1.	Подача газа на собственные нужды промыслов	121	116	131	172	232	266
	в т.ч.: 1 ступень	121	116	131	172	232	266
2.2.	Тех.потери при сборе и транспорте	16	17	19	32	48	50
	в т.ч.: 1 ступень	16	17	19	32	48	50
2.3.	Подача газа на переработку	1504	1731	1998	3031	4179	4589
	в т.ч.: 1 ступень	1504	1723.5	1991.4	2979.1	4090.4	4480.5
	концевые	-	7.5	6.6	51.9	88.6	108.5
	- техпотери и с/н КС	-	-	-	-	82	121
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	82	121
	- подача газа на ГПЗ	1504	1731	1998	3031	4097	4468
	в т.ч.: 1 ступень	1504	1723.5	1991.4	2979.1	4008.4	4359.5
	концевые	-	7.5	6.6	51.9	88.6	108.5
3.	Уровень использования,%	73.3	92	95	95	96	96
	Дополнительная подача на Губкинский ГПЗ с Тарасовского месторождения	1000	1000	1417	1361	1281	-
	Итого на Губкинский ГПЗ	2504	2731	3415	4392	5378	4468

572

Баланс добычи и распределения газа по Тарасовскому ГПЗ

Продолжение таблицы 1.3.1

млн.м3

	Месторождения, показатели		Годы					
			1993	1994	1995	1996	1997	1998
	Тарасовское		1600	1600	1580	1480	1384	1291
	в т.ч.:	1 ступень	1455	1470	1466	1379	1292	1210
		2 ступень	19	17	15	13	12	11
		концевые	126	113	99	88	80	70
	Сев.Тарасовское		1	12	19	23	23	20
	в т.ч.:	1 ступень	0.8	8.7	14.5	17.4	17.4	15.5
		2 ступень	-	0.3	0.5	0.6	0.6	0.5
		концевые	0.2	3	4	5	5	4
	Усть-Харампурское		-	1	3	4	7	9
	в т.ч.:	1 ступень	-	0.9	2.7	3.6	6.1	7.9
		2 ступень	-	-	-	-	0.1	0.1
		концевые	-	0.1	0.3	0.4	0.8	1
	Тапское		-	-	-	-	-	1
	в т.ч.:	1 ступень	-	-	-	-	-	0.8
		2 ступень	-	-	-	-	-	-
		концевые	-	-	-	-	-	0.2
	Северо-Айваседопуровское		-	-	2	3	4	4
	в т.ч.:	1 ступень	-	-	2	3	3.8	3.8
		2 ступень	-	-	-	-	0.1	0.1
		концевые	-	-	-	-	0.1	0.1
	Зап.Таркосалинское		-	-	-	2	5	7
	в т.ч.:	1 ступень	-	-	-	1.9	4.8	6.8
		2 ступень	-	-	-	0.1	0.1	0.1
		концевые	-	-	-	-	0.1	0.1
1.	Ресурсы газа		1601	1613	1604	1512	1423	1332
	в т.ч.:	1 ступень	1455.8	1479.6	1485.2	1404.9	1324.1	1244.8
		2 ступень	19	17.3	15.5	13.7	12.9	11.8
		концевые	126.2	116.1	103.3	93.4	86	75.4
2.	Добыча газа		1099	1108	1524	1451	1366	1278
	в т.ч.:	1 ступень	1099	995	1420.7	1357.6	1280	1202.8
		концевые	-	113	103.3	93.4	86	75.2
2.1.	Подача газа на собственные нужды промыслов		87	93	93	76	71	69
	в т.ч.:	1 ступень	87	93	93	76	71	69
2.2.	Тех.потери при сборе и транспорте		12	15	14	14	14	14
	в т.ч.:	1 ступень	12	5	14	14	14	14
2.3.	Подача газа на ГПЗ		1000	1000	1417	1361	1281	1195
	в т.ч.:	1 ступень	1000	887	1313.7	1267.6	1195	1119.8
		концевые	-	113	103.3	93.4	86	75.2

Продолжение таблицы 1.3.1

	Месторождения, показатели	Годы					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
	Губкинский	1000	1000	1417	1361	1281	-
	в т.ч.: 1 ступень	1000	887	1313.7	1267.6	1195	1119.8
	концевые	-	113	103.3	93.4	86	75.2
	Тарасовский	-	-	-	-	-	1195
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	1119.8
	концевые	-	-	-	-	-	75.2
3.	Уровень использования, %	69	69	95	96	96	96
	Харампурская КС						
	Харампурское	439	907	1383	1455	1381	1133
	в т.ч.: 1 ступень	411	866	1340	1410	1340	1096
	2 ступень	6	9	9	10	9	8
	концевые	22	32	34	35	32	29
	Фестивальное	-	-	1	10	66	114
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	0.9	9	60	102
	2 ступень	-	-	-	0.2	1	3
	концевые	-	-	0.1	0.8	5	9
	Южно-Харампурское	-	32	395	923	1259	1357
	в т.ч.: 1 ступень	-	29.6	381	896	1227	1322
	2 ступень	-	0.4	3	6	7	8
	концевые	-	2	11	21	25	27
	Средне-Харампурское	-	-	-	1	7	12
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	0.9	6.4	10.7
	2 ступень	-	-	-	-	0.1	0.3
	концевые	-	-	-	0.1	0.5	1
	Текто-Харампурское	-	-	-	2	11	18
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1.9	9.8	16.6
	2 ступень	-	-	-	-	0.2	0.4
	концевые	-	-	-	0.1	1	1
	Холмистое	-	-	-	-	-	4
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	3.5
	2 ступень	-	-	-	-	-	0.1
	концевые	-	-	-	-	-	0.4
	Равнинное	-	-	-	-	9	43
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	8.5	40.7
	2 ступень	-	-	-	-	0.1	0.3
	концевые	-	-	-	-	0.4	2
1.	Ресурсы газа	439	939	1779	2391	2733	2681
	в т.ч.: 1 ступень	411	895.6	1721.9	2317.8	2651.7	2591.5
	2 ступень	6	9.4	12	16.2	17.4	20.1
	концевые	22	34	45.1	57	63.9	69.4

574

Продолжение таблицы 1.3.1

	Месторождения, показатели	Годы					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
2.	Добыча газа	24	54	103	2088	2381	2547
	в т.ч.: 1 ступень	24	54	103	2031	2317.1	2477.6
	концевые	-	-	-	57	63.9	69.4
2.1.	Подача газа на собственные нужды промыслов	24	54	103	121	136	139
	в т.ч.: 1 ступень	24	54	103	121	136	139
2.2.	Тех.потери при сборе и транспорте	-	-	-	22	28	28
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	22	28	28
2.3.	Подача газа на КС	-	-	-	1945	2217	2380
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1888	2153.1	2310.6
	концевые	-	-	-	57	63.9	69.4
	- техпотери и с/н КС	-	-	-	125	144	155
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	125	144	155
	- подача газа на Тарасовский ГПЗ	-	-	-	1820	2073	2225
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1763	2009.1	2155.6
	концевые	-	-	-	57	63.9	69.4
3.	Уровень использования,%	5	6	6	87	87	95
	Часельская КС						
	Кынское	-	-	-	8	41	84
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	6.9	36	75
	2 ступень	-	-	-	0.1	1	1
	концевые	-	-	-	1	4	8
	Усть-Часельское	-	-	-	-	11	55
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	10.7	53.8
	2 ступень	-	-	-	-	-	0.2
	концевые	-	-	-	-	0.3	1
	Верхне-Часельское	-	-	-	-	-	1
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	0.9
	2 ступень	-	-	-	-	-	-
	концевые	-	-	-	-	-	0.1
	Ново-Часельское	-	-	-	-	-	1
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	0.9
	2 ступень	-	-	-	-	-	-
	концевые	-	-	-	-	-	0.1
1.	Ресурсы газа	-	-	-	8	52	141
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	6.9	46.7	130.6
	2 ступень	-	-	-	0.1	1	1.2
	концевые	-	-	-	1	4.3	9.2

575

Продолжение таблицы 1.3.1

	Месторождения, показатели	Годы					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
2.	Добыча газа	-	-	-	-	50	137
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	45.7	127.8
	концевые	-	-	-	-	4.3	9.2
2.1.	Подача газа на собственные нужды промыслов	-	-	-	-	2	8
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	2	8
2.2.	Тех.потери при сборе и транспорте	-	-	-	-	-	2
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	2
2.3.	Подача газа на КС	-	-	-	-	48	127
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	43.7	117.8
	концевые	-	-	-	-	4.3	9.2
	- техпотери и с/н КС	-	-	-	-	3	8
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	3	8
	- подача газа на Тарасовский ГПЗ	-	-	-	-	45	119
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	40.7	109.8
	концевые	-	-	-	-	4.3	9.2
3.	Уровень использования,%	-	-	-	-	96	97
	Восточно-Таркосалинская КС						
	Восточно-Таркосалинское	-	-	3	15	27	40
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	2.6	12.8	22.7	33.5
	2 ступень	-	-	-	0.2	0.3	0.5
	концевые	-	-	0.4	2	4	6
	Юмантыльское	-	-	-	-	-	1
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	0.9
	2 ступень	-	-	-	-	-	-
	концевые	-	-	-	-	-	0.1
1.	Ресурсы газа	-	-	3	15	27	41
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	2.6	12.8	22.7	34.4
	2 ступень	-	-	-	0.2	0.3	0.5
	концевые	-	-	0.4	2	4	6.1
2.	Добыча газа	-	-	-	1	26	39
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1	22	32.9
	концевые	-	-	-	-	4	6.1
2.1.	Подача газа на собственные нужды промыслов	-	-	-	1	2	2
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1	2	2

576

Продолжение таблицы 1.3.1

	Месторождения, показатели	Годы					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
2.2.	Тех.потери при сборе и транспорте	-	-	-	-	1	1
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	1	1
2.3.	Подача газа на КС	-	-	-	-	23	36
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	19	29.9
	концевые	-	-	-	-	4	6.1
	- техпотери и с/н КС	-	-	-	-	1	2
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	1	2
	- подача газа на Тарасовский ГПЗ	-	-	-	-	22	34
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	18	27.9
	концевые	-	-	-	-	4	6.1
3.	Уровень использования,%	-	-	-	7	95	95
	Итого по Тарасовскому ГПЗ						
1.	Ресурсы газа	2040	2552	3386	3926	4235	4195
	в т.ч.: 1 ступень	1866.8	2375.2	3209.7	3742.4	4045.2	4001.3
	2 ступень	25	26.7	27.5	30.2	31.6	33.6
	концевые	148.2	150.1	148.8	153.4	158.2	160.1
2.	Добыча газа	1123	1162	1627	3540	3823	4000
	в т.ч.: 1 ступень	1123	1049	1523.7	3389.6	3664.8	3840.1
	концевые	-	113	103.3	150.4	158.2	159.9
2.1.	Подача газа на собственные нужды промыслов	111	147	196	198	211	217
	в т.ч.: 1 ступень	111	147	196	198	211	217
2.2.	Тех.потери при сборе и транспорте	12	15	14	36	42	44
	в т.ч.: 1 ступень	12	15	14	36	42	44
2.3.	Подача газа на переработку	1000	1000	1417	3306	3570	3739
	в т.ч.: 1 ступень	1000	887	1313.7	3155.6	3411.8	3579.1
	концевые	-	113	103.3	150.4	158.2	159.9
	- техпотери и с/н КС	-	-	-	125	149	166
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	125	149	166
	- подача газа на ГПЗ	1000	1000	1417	3181	3421	3573
	в т.ч.: 1 ступень	1000	887	1313.7	3030.6	3262.8	3413.1
	концевые	-	113	103.3	150.4	158.2	159.9
	Губкинский	1000	1000	1417	1361	1281	-
	в т.ч.: 1 ступень	1000	887	1313.7	1267.6	1195	-
	концевые	-	113	103.3	93.4	86	-
	Тарасовский	-	-	-	1820	2140	3573
	в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1763	2067.8	3413.1
	концевые	-	-	-	57	72.2	159.9

Продолжение таблицы 1.3.1

Месторождения, показатели		Годы					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
3. Уровень использования, %		55	45	48	90	90	95
Еты-Пуровское		-	-	-	-	2	4
в т.ч.:	1 ступень	-	-	-	-	1.6	3.2
	2 ступень	-	-	-	-	0.2	0.4
	концевые	-	-	-	-	0.2	0.4

1.4. Предложения по дозагрузке мощностей ГПЗ и КС газом газовых шапок и газовых пластов нефтегазовых месторождений

В разделе 1.3 рассмотрен баланс производства и распределения нефтяного газа под минимальный вариант из которого видно, что в 1998г. 8 млрд.м3 газа в год с месторождениий ПО"Пурнефтегаз" можно подать в переработку на ГПЗ. Из этого следует, что в этом регионе целесообразно развитие мощностей по переработке газа на 8 млрд.м3 в год.

Имеется определенная настороженность в длительности полной загрузки сырьём созданных и вновь создаваемых мощностей по переработке газа, как это уже имело место в других регионах Западной Сибири (Нижневартовский, Варьеганский).

Необходимо отметить, что месторождения Пуровского района отличаются от месторождений Среднего Приобья Тюменской области.

В частности все эти месторождения нефтегазоконденсатные, многопластовые.

В настоящее время в разработке находятся только нефтяные пласты, содержащие нефтяные оторочки с газовыми шапками.

Газоконденсатные залежи без оторочек нефти в настоящее время не разрабатываются, ввод их в эксплуатацию по данному варианту прогноза до 2000 года не предусматривается.

Залежи свободного сухого газа сеноманских отложений находятся на балансе Пурнефтегаза и в настоящее время также не разрабатываются, а ввод их до 2000 года в эксплуатацию не предусмотрен.

Согласно выполненной СибНИИНП оценке максимальных уровней по добыче свободного газа, газа газоконденсатных залежей и газовых шапок, потенциальные добывные возможнсти Пуровского района могут составлять 160-170 млрд.м3 газа в год (раздел 1.1, 1.2).

Если свободный газ содержит в своем составе практически только метан и может сразу транспортироваться в газопроводы Газпрома, то газ газоконденсатных залежей и газовых шапок по своим свойствам не уступает нефтяному и может служить дополнительным источником сырья для газоперерабатывающих заводов.

Поэтому, при необходимости мощности по переработке газа Губкинского ГПЗ можно будет всегда дозагрузить газом газовых шапок и газоконденсатных пластов Северо-Губкинского месторождения, Тарасовского ГПЗ — газом анологичных залежей Тарасовского, Южно-Харампурского и Восточно-Таркосалинского месторождений.

На период до 1998 года при принятых сроках в эксплуатацию мощностей по использованию газа мероприятий по дозагрузке их сырьем не потребуется.

1.5. Определение состава сырья поступающего на объекты использования нефтяного газа

Составы сырья, поступающего на объекты использования нефтянного газа Пуровского района, рассчитаны с учетом следующих параметров:

1. Объемов подачи газа на эти объекты по годам с каждого месторождения с учетом сроков ввода в эксплуатацию газосборных сетей и межпромысловых газопроводов, ЦПС, компрессорных станций для газа концевых ступеней сепарации и прочих объектов промыслового обустройства;

2. Потерь жидких углеводородов С3+в при промысловом сборе газа в газопроводах и газосборных сетях;

3. Потерь жидких углеводородов С3+в на установках дополнительной сепарации газа, расположенных на входе ГПЗ;

4. Потерь жидких углеводородов С3+в при компримировании газа на КС (компрессаты);

5. В расчет состава газа не включены газы второй ступени сепарации, которые в основном сгорают в факелах, так как имеют давление ниже давления газа первой ступени сепарации и очень небольшой объем (2-3% от объема газа первой ступени сепареции);

6. Газ концевых ступеней сепарации, получаемый при подготовке нефти на центральных пунктах сбора нефти, после ввода в эксплуатацию специальных КС для газа концевых ступеней сепарации также учтен в расчете состава сырья, планируемого к подаче на объекты использования газа Пуровского района.

В таблице 1.5.1 приведены объемы и составы сырья, поступающего на объекты использования газа Пуровского района.

Таблица 1.5.1

Показатели	ГОДЫ					
	1993	1994	1995	1996	1997	1998
			Губкинский ГПЗ			
- подача газа,млн.м3	2504	2731	3415	4392	5378	4468
- С3+в, кг\м3	190	190	190	195	200	182
			Тарасовский ГПЗ			
- подача газа,млн.м3	-	-	-	1820	2140	3573
- С3+в, кг\м3	-	-	-	320	320	320
			Харампурская КС			
- подача газа,млн.м3	-	-	-	1945	2217	2380
- С3+в, кг\м3	-	-	-	320	324	332

580

2.2.Общая информация о метеорологических условиях

2.2.1. Тарасовский ГПЗ

2.2.1.1. Климатические условия площадки строительства

Абсолютно минимальная температура - минус 61 град. С.
Абсолютно максимальная температура - плюс 34 град. С.
Средняя температура холодной пятидневки - минус 46 град.С.
Температура воздуха для расчета воздушного холодильника плюс 20.7 град. С.
Среднегодовая температура - минус 6.7 град. С.
Повторяемость ветров, штилей и скорости ветра.

Румбы	ЯНВАРЬ		ИЮЛЬ	
	Повторяемость, %	Скорость, м/сек	Повторяемость, %	Скорость, м/сек
С	5	3.1	24	3.9
СВ	3	2.8	15	3.7
В	7	3.6	8	3.4
ЮВ	17	4.0	9	3.5
Ю	27	5.0	7	3.3
ЮЗ	22	4.6	8	3.2
З	11	3.8	8	3.2
СЗ	8	3.4	21	3.9
Штиль	21	-	14	-

Наибольшая скорость ветра, превышение которой в году составляет 5% - 20 м/сек.

Природные нагрузки:

- нормативное значение ветрового давления на высоте до 10.0 м -0.23 кПа (23 кгс/м2);
- нормативное значение снеговой нагрузки - 2.0 кПа (200 кгс/м2);
- особые нагрузки отсутствуют.

2.2.1.2. Инженерно-геологические условия

В районе Тарасовского ГПЗ до изученной глубины 15.0 м грунты представлены песками мелкими и пылеватыми средней плотности и плотными с линзами и прослоями суглинков мягко- и тугопластичной консистенции и супесей пластичной консистенции.

На болотах с поверхности залегает торф с максимальной мощностью 2.0 м.

На отдельных участках встречаются вечномерзлые грунты островного характера распространения. Пески твердомерзлые , супеси и суглинки пластичномерзлые.

Подземные воды распространены повсеместно. Подземные воды по отношению к бетонам обладают слабой сульфатной агрессией.

Коррозионная активность грунтов к углеродистой стали - низкая.

Нормативная глубина сезонного промерзания суглинков составляет 3.0 м, для песков и супесей - 3.5-4.0 м.

В районе строительства, как правило, применяются свайные фундаменты.

Допустимая нагрузка на сваи сечением 300х300 мм ,длиной 6.0-8.0 м соответственно -130 кН -150 кН (13.0-15.0 тс).

Расчетное сопротивление грунта естественного основания - 0.15 мПа (1.5 кгс/см2).

Специальные мероприятия учитываемые при проектировании и строительстве:

- защита подземных конструкций от коррозии;
- учет влияния на фундаменты пучинистых свойств грунтов;
- замена верхних заторфованных слоев грунта под здания и сооружения на непучинистые и непросадочные грунты;
- учет влияния встречающихся вечномерзлых грунтов на фундаменты.

2.2.2. ГУБКИНСКИЙ ГПЗ

2.2.2.1. Климатические условия площадки строительства

Абсолютно минимальная температура - минус 61 град. С.
Абсолютно максимальная температура - плюс 34 град. С.
Средняя температура холодной пятидневкн - минус 46 град.С.
Температура воздуха для расчета воздушного холодильника плюс 20.7 град. С.
Среднегодовая температура - минус 6.7 град. С.
Повторяемость ветров, штилей и скорости ветра.

Румбы	ЯНВАРЬ		ИЮЛЬ	
	Повторяемость, %	Скорость, м/сек	Повторяемость, %	Скорость, м/сек
С	5	3.1	24	3.9
СВ	3	2.8	15	3.7
В	7	3.6	8	3.4
ЮВ	17	4.0	9	3.5
Ю	27	5.0	7	3.3
ЮЗ	22	4.6	8	3.2
З	11	3.8	8	3.2
СЗ	8	3.4	21	3.9
Штиль	21	-	14	-

Наибольшая скорость ветра, превышение которой в году составляет 5% - 20 м/сек.

Природные нагрузки:

- нормативное значение ветрового давления на высоте до 10.0 м -0.23 кПа (23 кгс/м2);
- нормативное значение снеговой нагрузки - 2.0 кПа (200 кгс/м2);
- особые нагрузки отсутствуют.

582

2.2.2.2. Инженерно-геологические условия

В районе Губкинского ГПЗ до изученной глубины 15.0 м грунты представлены песками мелкими и пылеватыми средней плотности и плотными с линзами и прослоями суглинков мягко- и тугопластичной консистенции и супесей пластичной консистенции.

На болотах с поверхности залегает торф с максимальной мощностью 2.0 м.

На отдельных участках встречаются вечномерзлые грунты островного характера распространения. Пески твердомерзлые , супеси и суглинки пластичномерзлые.

Подземные воды распространены повсеместно. Подземные воды по отношению к бетонам обладают слабой сульфатной агрессией.

Коррозионная активность грунтов к углеродистой стали - низкая.

Нормативная глубина сезонного промерзания суглинков составляет 3.0 м, для песков и супесей - 3.5-4.0 м.

В районе строительства, как правило, применяются свайные фундаменты .

Допустимая нагрузка на сваи сечением 300х300 мм ,длиной 6.0-8.0 м соответственно -130 кН -150 кН (13.0-15.0 тс).

Расчетное сопротивление грунта естественного основания - 0.15 мПа (1.5 кгс/см2).

Специальные мероприятия учитываемые при проектировании и строительстве:

- защита подземных конструкций от коррозии;
- учет влияния на фундаменты пучинистых свойств грунтов;
- замена верхних заторфованных слоев грунта под здания и сооружения на непучинистые и непросадочные грунты;
- учет влияния встречающихся вечномерзлых грунтов на фундаменты.

2.2.3. Харампурская КС

2.2.3.1. Климатические условия площадки строительства

Абсолютно минимальная температура - минус 61 град. С.

Абсолютно максимальная температура - плюс 34 град. С.

Средняя температура холодной пятидневки - минус 46 град.С.

Температура воздуха для расчета воздушного холодильника плюс 20.7 град. С.

Среднегодовая температура - минус 6.7 град. С.

Повторяемость ветров, штилей и скорости ветра.

Румбы	ЯНВАРЬ		ИЮЛЬ	
	Повторяемость, %	Скорость, м/сек	Повторяемость, %	Скорость, м/сек
С	5	3.1	24	3.9
СВ	3	2.8	15	3.7
В	7	3.6	8	3.4
ЮВ	17	4.0	9	3.5
Ю	27	5.0	7	3.3
ЮЗ	22	4.6	8	3.2
З	11	3.8	8	3.2
СЗ	8	3.4	21	3.9
Штиль	21	-	14	-

Наибольшая скорость ветра, превышение которой в году составляет 5% - 20 м/сек.

Природные нагрузки:

- нормативное значение ветрового давления на высоте до 10.0 м -0.23 кПа (23 кгс/м2);
- нормативное значение снеговой нагрузки - 2.0 кПа (200 кгс/м2);
- особые нагрузки отсутствуют.

2.2.3.2. Инженерно-геологические условия

В районе Харампурской КС до изученной глубины 15.0 м грунты представлены песками мелкими и пылеватыми средней плотности и плотными с линзами и прослоями суглинков мягко- и тугопластичной консистенции и супесей пластичной консистенции.

На болотах с поверхности залегает торф с максимальной мощностью 2.0 м.

На отдельных участках встречаются вечномерзлые грунты островного характера распространения. Пески твердомерзлые , супеси и суглинки пластичномерзлые.

Подземные воды распространены повсеместно. Подземные воды по отношению к бетонам обладают слабой сульфатной агрессией.

Коррозионная активность грунтов к углеродистой стали - низкая.

Нормативная глубина сезонного промерзания суглинков составляет 3.0 м, для песков и супесей - 3.5-4.0 м.

В районе строительства, как правило, применяются свайные фундаменты .

Допустимая нагрузка на сваи сечением 300х300 мм ,длиной 6.0-8.0 м соответственно -130 кН -150 кН (13.0-15.0 тс).

Расчетное сопротивление грунта естественного основания - 0.15 мПа (1.5 кгс/см2).

Специальные мероприятия учитываемые при проектировании и строительстве:

- защита подземных конструкций от коррозии;
- учет влияния на фундаменты пучинистых свойств грунтов;
- замена верхних заторфованных слоев грунта под здания и сооружения на непучинистые и непросадочные грунты;
- учет влияния встречающихся вечномерзлых грунтов на фундаменты.

884

2.3. Описание философии систем управления
Описание систем коммерческого учета нефтяного газа и продуктов его переработки

2.3.1. Тарасовский ГПЗ

Для автоматизированного управления технологическими процессами Тарасовского ГПЗ предусмотрена распределенная система управления (РСУ) на базе микропроцессорных средств автоматизации производства предприятий СНГ.

Предусмотрено управление следующими объектами:

— компрессорная сырого газа;
— установка осушки газа и конденсата;
— газоперерабатывающая установка;
— дожимная компрессорная;
— установка получения пропана;
— воздушная компрессорная.

2.3.1.1. Требования к функциям РСУ.

Система управления предусматривает реализацию следующих основных функций:

Информационные:

— сбор и первичная обработка информации от процессов;
— сигнализация состояния электроприводного оборудования и отсечной арматуры;
— сигнализация отклонений технологических параметров от нормы ;
— расчеты текущих значений, балансов и технико-экономических показателей;
— архивирование информации;
— регистрация и печать выводимой информации;
— регистрация действий технологического персонала;
— подготовка и обмен информацией с ЭВМ верхнего уровня (диспетчер завода).

Управляющие:

— автоматическое регулирование параметров технологических процессов;
— ручное, с рабочих мест операторов-технологов, управление электроприводным оборудованием (пуск, стоп) и отсечной трубопроводной арматурой (открыть, закрыть, стоп);
— логическое программное управление циклическими процессами.

Диагностические:

— диагностика измерительных каналов;
— самодиагностика технических и программных средств РСУ.

Обеспечение безопасного ведения технологических процессов предусмотрено с помощью подсистемы противоаварийной защиты (ПАЗ) повышенной надежности. Основные функции обеспечения безопасности выполняются независимо от работоспособности элементов РСУ.

Подсистема ПАЗ предусматривает:

— автоматическую защиту технологического оборудования в аварийных ситуациях с подачей светового и звукового сигнала в ЦПУ;
— автоматическую безаварийную остановку оборудования и отдельных установок при аварийных значениях параметров, определяющих безопасность и/или при воздействии на кнопки аварийной остановки в ЦПУ;
— регистрацию срабатывания и контроль за работоспособным состоянием средств ПАЗ;
— формирование данных о состоянии безопасности на установках для передачи на ЭВМ верхнего уровня.

В состав ПАЗ входит подсистема контроля загазованности, обеспечивающая:
— контроль утечек взрывоопасных газов в производственных помещениях и на наружных технологических установках;
— формирование предупредительных сигналов 20% и 50% от нижнего предела взрываемости (НКПВ) в ЦПУ и зоне утечки;
— пуск аварийных вентсистем при 20% НКПВ;
— остановку оборудования, установленного внутри производственных помещений, при 50% НКПВ в этих помещениях.

Коммерческий учет нефтяного газа и готовой продукции (широкая фракция углеводородов, сухой газ) выполняется в соответствии с отраслевым руководящим документом в объемных (для газа) и массовых (для ШФЛУ) единицах, приведенных к нормальным условиям (t=0 оС, Р=0 КПа). На узлах коммерческого учета предусмотрено измерение расхода методом переменного перепада давления на диафрагмах, температуры и давления продуктов с передачей параметров в РСУ.

В качестве аттестованного службами Госстандарта вторичного прибора использован самопишущий дифманометр, осуществляющий измерение расхода с коррекцией по давлению. Коррекция по температуре выполняется техническим персоналом вручную.
По мере аттестации алгоритмов расчета и измерительных каналов средств вычислительной техники коммерческий учет нефтяного газа и готовой продукции будет осуществляться РСУ.

Погрешность измерения узлов коммерческого учета по газу +/- 2,5%, по жидкости +/- 1,5 %.

2.3.1.2. Структура комплекса технических средств.

РСУ Тарасовского ГПЗ представляет собой двухуроневую систему:
— нижний уровень-датчики контроля параметров, исполнительные механизмы, станции управления технологическими процессами, подсистемы загазованности и ПАЗ;
— верхний уровень-рабочие места операторов-технологов, сменного инженера.

Оборудование нижнего уровня располагается в местных необслуживаемых помещениях управления (МПУ) и на технологических установках, верхнего уровня - в ЦПУ.

2.3.1.3. Технические средства системы управления.

Комплекс технических средств системы управления разработан на базе серийно выпускаемых предприятиями СНГ:
— датчиков контроля параметров с нормализованными электрическими выходными сигналами;
— приборов контроля загазованности и поточных анализаторов;
— микропроцессорных станций управления и рабочих мест операторов и сменного инженера.

Исключение составляет регулирующая и отсечная арматура, закупаемая по импорту на мировом рынке.

2.3.1.4. Энергообеспечение системы управления.

Для электроснабжения РСУ предусмотрен источник бесперебойного электроснабжения, обеспечивающий работу комплекса технических средств в течение 0,5 часа при исчезновении питания от внешнего источника.

Питание средств автоматики воздухом КИП предусмотрено от воздушной компрессорной. Обеспечен запас воздуха для питания потребителей в течение 1 часа при отключении воздушной компрессорной.

566

2.3.2. Губкинский ГПЗ I,II очередь

2.3.2.1. Общее

Система управления (СУ) I (II) очереди Губкинского ГПЗ предусматривает управление комплексом технологических установок:
— сепарации и компримирования сырого газа;
— осушки газа и углеводородного конденсата;
— низкотемпературной конденсации;
— холодильной компрессорной;
— дожимной компрессорной станции;
— факельного хозяйства и обеспечивает эксплуатацию без постоянного присутствия персонала в зоне технологического оборудования.

Контроль и управление перечисленными установками предусмотрены со щита оператора, установленного в отдельностоящем центральном помещении управления (ЦПУ).

Структура СУ представляет собой централизованный (в ЦПУ) вариант щитовой системы управления на базе средств измерения пневматической ветви Государственной системы приборов с реализацией схем сигнализации и логического управления на релейной технике.

2.3.2.2. Функции системы управления.

Система управления выполняет следующие основные функции:

Информационные:
— сбор информации (значения технологических параметров) от процесса и визуальное представление ее персоналу щитовыми приборами;
— световая сигнализация состояния оборудования (включен/отключен) и приводной арматуры (открыта/закрыта) на пульте в ЦПУ;
— светозвуковая сигнализация отклонений параметров от заданных значений;
— регистрация технологических параметров на диаграммных лентах (дисках) щитовых приборов;
— коммерческий учет сырого газа, товарного газа и жидкого продукта (широкой фракции легких углеводородов- ШФЛУ).

Управляющие:
— регулирование параметров технологических процессов;
— ручное управление электроприводным оборудованием и арматурой со щита (пульта);
— логическое программное управление: циклическими процессами осушки газа и конденсата , пуска/остановки компрессоров, турбодетандера;
— формирование заданий регуляторам;
— автоматическую защиту процесса и технологического оборудования в аварийных ситуациях с подачей светового и звукового сигнала в ЦПУ;
— автоматическую безаварийную остановку сложного технологического оборудования (компрессоры, турбодетандер, печи и т.д.) при аварийных значениях параметров, определяющих безопасность.

В состав СУ входит подсистема контроля загазованности воздушной среды, обеспечивающая:
— контроль утечек взрывоопасных газов в производственных помещениях;
— предупреждение работающего персонала в зонах с опасными концентрациями газа (20% и 50% НКПВ).

Автоматическая система контроля загазованности в помещениях одновременно с выдачей предупредительного сигнала дает команду на включение аварийной вытяжной вентиляции (при 20% НКПВ) и остановку оборудования (при 50% НКПВ).

Сигнал (светозвуковой) об утечке передается в зону утечки, ЦПУ и обобщенный аварийный сигнал (50% НКПВ) - в газоспасательную службу ГПЗ.

2.3.2.3. Технические средства системы управления.

В качестве полевых аналоговых датчиков контроля параметров (давления, перепада давления, уровня) использованы пневматические приборы с нормализованным выходным сигналом 0,2-1,0 кг/см2. Контроль температуры выполнен термопреобразователями сопротивления и преобразователями термоэлектрическими с отображением информации в ЦПУ на щитовых электронных приборах (электрические мосты, потенциометры) с искробезопасными входными цепями.

Регулирование параметров выполнено отдельными независимыми контурами на базе пневматических регуляторов щитового монтажа и регулирующих клапанов с мембранными пневматическими исполнительными механизмами.

В качестве вторичных средств измерения (показывающих и регистрирующих) на щите оператора-технолога использованы пневматические приборы с нормализованным входным сигналом 0,2-1,0 кгс/см2 и приводом диаграммной ленты от электродвигателя.

Измерение расхода на узлах коммерческого учета сырья и продукции переработки нефтяного газа осуществляется методом переменного перепада на сужающем устройстве. Расход сырого газа, товарного газа, ШФЛУ измеряется и регистрируется местным дифманометром с дополнительной записью давления. Информация по перепаду давления (расходу), абсолютному давлению до сужающего устройства и температуре измеряемой среды в виде нормализованных токовых сигналов передается для отображения в ЦПУ.

Погрешность измерения по газу +/- 2,5 %, по жидкости +/- 1,5 %.

Программное управление циклическими процессами осушки газа и конденсата, а также локальная автоматика компрессоров, турбодетандера выполнены на базе релейной техники.

Монтаж импульсных трубных проводок осуществлен стальной бесшовной трубой , командных трубопроводов - медной трубкой.

Монтаж кабельных проводок СУ во взрывоопасных зонах выполнен контрольным кабелем с медными жилами в поливинилхлоридной оболочке и изоляции бронированным стальными лентами, монтаж проводок преобразователей термоэлектрических - компенсационным холодостойким проводом в защитных трубах.

Полевые приборы смонтированы в утепленных обогреваемых шкафах, создающих микроклимат, требуемый эксплуатационными инструкциями.

2.3.2.4. Энергообеспечение системы управления.

Для питания пневматических средств автоматизации предусмотрена компрессорная станция сжатия воздуха; воздух очищен от пыли, влаги в соответствии с ГОСТ 17433-80 и ГОСТ 24484-80. Предусмотрен запас сжатого воздуха КиП, обеспечивающий работу средств автоматики в случае остановки воздушной компрессорной в течение 1 часа.

Система контроля и управления технологическим процессом обеспечена электропитанием по первой категории электроснабжения (от двух источников с автоматическим включением резерва). Системы автоматических защит сложного технологического оборудования (компрессоры) выполнены на постоянном токе 220 В с резервным питанием от аккумуляторных батарей.

2.3.2.5. Губкинский ГПЗ. 3,4 очереди строительства.

Для каждой технологической линии (3 и 4 очереди строительства) предусмотрены автономные распределенные системы управления на базе микропроцессорных средств автоматизации производства предприятий СНГ.

Управление технологическими линиями предусмотрено из центральных помещений ЦПУ3 и ЦПУ4, соответственно.

Основные технические решения по системам управления, а так же по системам коммерческого учета аналогичны приведенным в п.2.3.1 для РСУ Тарасовского ГПЗ.

588

2.5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ.

2.5.1. Тарасовский ГПЗ.

2.5.1.1. Общие сведения.

Строительство Тарасовского ГПЗ предполагается двумя технологическими нитками производительностью 2.14 млрд.м3/год.

В состав ГПЗ включены:

- установка переработки газа;
- общезаводские сооружения,обеспечивающие потребности обеих очередей;
- факельное хозяйство;
- склад автопропана;
- установка получения пропана высокой чистоты.

Установка переработки газа выполнена комплектной технологической линией и включает следующие узлы:

- узел предварительной сепарации;
- компримирование сырого газа;
- осушка газа и конденсата;
- отделение НТК с турбодетандером;
- холодильное отделение;
- компримирование сухого отбензиненного газа.

Исходный газ(в % об.).

Азот	-	0.67-0.92
C1	-	66.00-64.62
CO2	-	0.02-0.07
C2	-	12.11-11.50
C3	-	13.14-13.30
изоC4	-	2.03-3.16
нC4	-	4.06-4.05
изоC5	-	0.79-0.91
нC5	-	0.82-0.74
C6	-	0.24-0.47
C7	-	0.06-0.16
C8	-	0.03-0.07
C9	-	0.02
C10	-	0.01

Содержание сероводорода не определено. Газ имеет плотность при 0 оС и 101325Па — 1.127-1.162 кг/м3.

Содержание капельной жидкости, преимущественно нефти - 1.0г/м3.

Количество перерабатываемого газа - 2.14 млрд.м3/год (при 760 мм.рт.ст. и 293 К)

Параметры входящего газа.

Абсолютное давление газа на входе на завод 0.22МПа,температура - 0 - 15 оС.

Товарный газ (в % мольных)

Азот	-	1.187
C1	-	83.368
CO2	-	0.091
C2	-	13.579
C3	-	1.705
изоC4	-	0.038
нC4	-	0.023
изоC5	-	0.006
нC5	-	0.003

Количество газа - 1629,83млн.м3 в год (при температуре 293 К и Р=101325Па) или 1263.121 тыс.т.год.

Плотность при 0 оС и 101325Па - 0.831кг/м3.

Точка росы газа не выше минус 15 оС при давлении 7.5МПа.

Сухой отбензиненный газ,соответствующий ОСТ51-40-83, подается в магистральный газопровод Уренгой-Челябинск.

Состав ШФЛУ (проектный), направляемой в продуктопровод, %весовые, отвечает требованиям марки "А" по ТУ 38.101.524-83.

C2	-	2.53
C3	-	45.36
изоC4	-	15.69
нC4	-	20.23
изоC5	-	5.67
нC5	-	4.61
C6	-	3.50
C7	-	1.39
C8	-	0.70
C9	-	0.21
C10	-	0.11

ШФЛУ имеет плотность 520.2кг/м3 при температуре 35 оС и давлении 2.8МПа(изб.). Количество 1028.634тыс.т.год.

Пропан высокой чистоты на собственное потребление в качестве хладоагента, %весовые:

C2	-	1.27
C3	-	97.75
изоC4	-	0.77
нC4	-	0.21

Количество 0.042тыс.т.год,плотность 426.6кг/м3 при температуре 38 оС и давлении 1.8МПа.

2.5.1.2.Узел предварительной сепарации.

Нефтяной газ из газопровода поступает в три параллельно подключенные нефтеконденсатоотделители С-1/1-3 для отделения от газа периодически поступающей нефтяной пробки. Далее газ направляется на узел замера, а нефтяная пробка перетекает в емкость Е-1, откуда передавливается газом высокого давления в трубопровод нефти на ЦПС.

2.5.1.3.Компримирование газа.

После замера газ поступает в фильтры-сепараторы С-101/1-5, где отделяется капельная жидкость и механические примеси, и далее на прием цилиндра низкого давления компрессоров КЦ 101/1-5.

590 Отделившаяся жидкость собирается в разделительной емкости Е-101. Углеводородный конденсат по уровню откачивается насосом НП—101/1,2 на узел нефтеконденсатоотделителей.

Вода периодически поступает в емкость разгазирования воды Е-102, а затем сбрасывается в канализацию.

После сжатия до 0.85МПа газ охлаждается в промежуточных воздушных холодильниках Т-102/1-5, выпадающие при этом конденсат и вода отделяются в сепараторах С-102/1-5 и направляются в Е-101 на разделение. Газ компримируется до 3.6 МПа второй ступенью компрессоров КЦ 101/1-5, охлаждается в утилизационном теплообменнике Т-107 и в аппарате воздушного охлаждения Т-103, сепарируется в С-103/1-5 и направляется в разделительную емкость Е-104, откуда углеводородный конденсат насосом НЦ-104 направляется на осушку, а вода — на разгазирование в Е-102.

Для охлаждения цилиндров компрессора используется смесь гликоль-вода. Масло охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения.

2.5.1.4.Осушка газа и конденсата.

Осушка скомпримированного газа осуществляется по шестиадсорберной схеме в колоннах К-201/1-6 при давлении 3.45МПа и температуре 35 оС. В адсорберы загружен сорбент — интетический цеолит NaX. Осушенный газ после К-201/1-6 очищается от пыли в фильтре Ф-201/1,2 и направляется на переработку. Точка росы осушенного газа не выше минус 70 оС. Часть осушенного газа в количестве 15-17% от потока осушаемого газа после фильтра Ф-201/1,2 направляется в адсорбер, находящийся в стадии охлаждения, очищается от пыли в фильтре Ф-202/1,2 и поступает в печь П-201. Газ регенерации с температурой 350 оС направляется на регенерацию адсорбента, насыщенного влагой. Отработанный газ регенерации — очищается в фильтре Ф-203/1,2 от пыли, охлаждается в воздушном холодильнике Т-202, сепарируется от капельной влаги в сепараторе С-201 и с давлением 2.7-2.8МПа поступает на прием компрессора газа регенерации КВ-201/1,2. После охлаждения в воздушных холодильниках Т-203/1,2 и отделения капельной влаги в сепараторе С-203 скомпримированный газ регенерации подается в газопровод сырого газа перед адсорберами К-201/1-6.

В случае отключения одного или обоих компрессоров КВ-201/1,2 газ будет направляться в приемные коллекторы сырого газа перед сепараторами С-101/1-5.

Для осушки углеводородного конденсата из Е-104 предусмотрены четыре адсорбера К-202.

После окончания осушки компресата перед подачей газа регенерации в К-202 конденсат из адсорбера выдавливается небольшим количеством неосушенного газа в трубопровод конденсата. Отработанный регенерационный газ соединяется с основным потоком газа регенерации после адсорберов К-201/1-6.

Осушенный углеводородный конденсат после фильтра Ф-204 направляется на переработку в деэтанизатор К-302.

2.5.1.5. Отделение НТК с турбодетандером.

Осушенный газ делится на два потока. Большая часть газа направляется последовательно в теплообменники Т-301,Т-313, Т-303,Т-304 и поступает в сепаратор С-301 с температурой минус 43 оС. Вторая часть осушенного газа поступает в Т-302,Т-305 и смешивается с основным потоком на входе в С-301. В С-301 происходит разделение газа и углеводородного конденсата. Газ из сепаратора направляется в турбодетандеры ТДА-301/1-2, где дросселируется до давления 1.6МПа. Газоконденсатная смесь из турбодетандеров поступает в деметанизатор К-301 на верхнюю тарелку.

Конденсат из сепаратора С-301 дросселируется до давления 1.7МПа и направляется в деметанизатор К-301 на нижнюю тарелку.

Температура внизу деметанизатора поддерживается за счет тепла нефтяного газа, проходящего через испаритель Т-305.

Газ из деметанизатора проходит теплообменники Т-304, Т-312, смешивается с газом деэтанизатора, нагревается в теплообменнике Т-301 до температуры 25 оС и поступает на дожимной компрессор, расположенный на одном валу с турбодетандером.

591

После компрессора сухой газ с давлением 1.7МПа подается через сепаратор С-104 на дожимной компрессор КЦ-102, где дожимается до давления магистрального газопровода 7.5МПа.

Конденсат из деметанизатора К-301 насосом НЦ-301 прокачивается через теплообменник Т-302 и подается в среднюю часть деэтанизатора К-302. Пары с верха деэтанизатора конденсируются в теплообменнике Т-312, в пропановом испарителе Т-308 и поступают в рефлюксную емкость Е-301.

Конденсат из рефлюксной емкости Е-301 насосом НЦ-302 подается на орошение колонны К-302, а сухой газ после дросселирования соединяется с сухим газом из деметанизатора К-301 и используется для охлаждения осушенного нефтяного газа.

Широкая фракция углеводородов необходимого состава из испарителя охлаждается в воздушном холодильнике Т-309 до температуры 35-40 оС и с давлением 2.8МПа направляется в продуктопровод. На заводе имеются аварийные емкости ШФЛУ Е-1201/1-4 объемом 200м3. Освобождение их осуществляется передавливанием ШФЛУ углеводородным газом в колонну деэтанизации К-302.

2.5.1.6.Дожимная компрессорная сухого газа.

Сухой газ после компрессорной части турбодетандера поступает в приемный сепаратор С-104. После сепарации и компримирования в КЦ-102/1-3 до давления магистрального трубопровода газ охлаждается в аппарате воздушного охлаждения Т-106, сепарируется в С-105 и направляется в магистральный газопровод.

2.5.1.7.Холодильное отделение.

Газообразный пропан из испарителей установки НТК с турбодетандером с изотермой минус 38 оС через отделитель жидкости Е-503 поступает на прием компрессора КЦ-501. После сжатия пропан охлаждается и конденсируется в воздушных холодильниках Т-501 и поступает в ресивер Е-502. После переохлаждения за счет дросселирования части пропана в Е-504 жидкий пропан направляется потребителю холода на НТК, а пары пропана — на всас второй ступени компрессора.

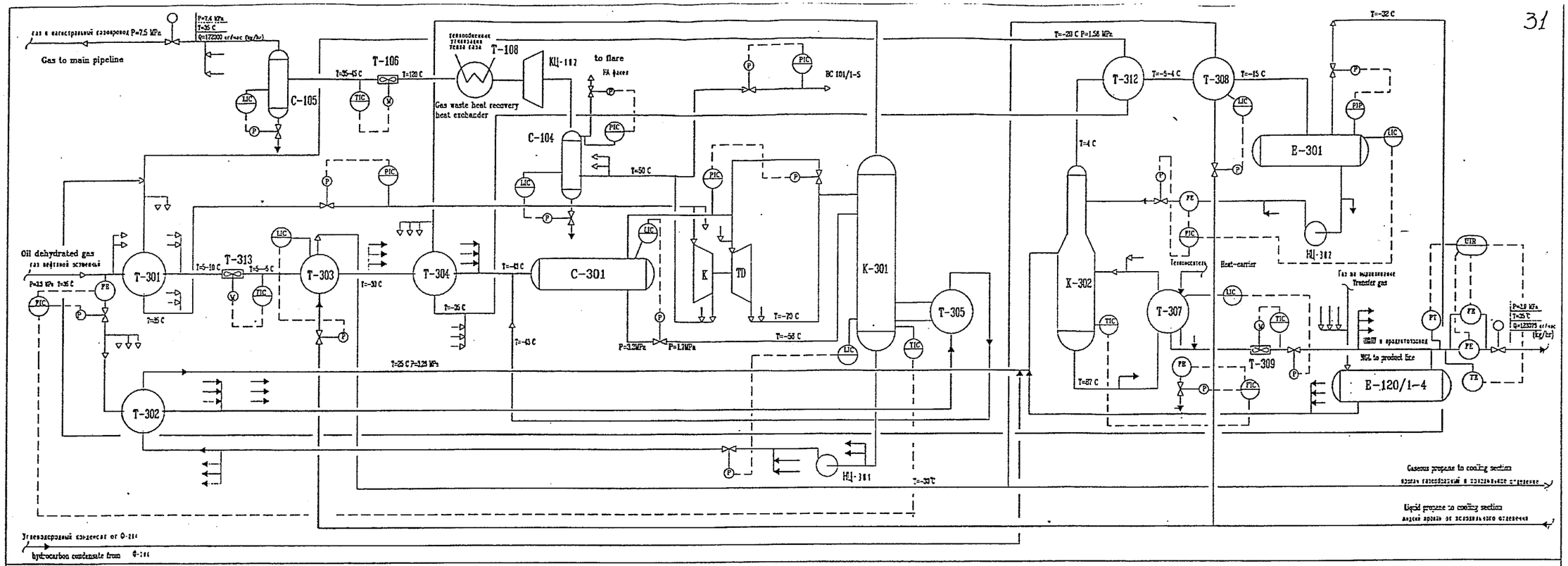
2.5.1.8.Установка получения пропана.

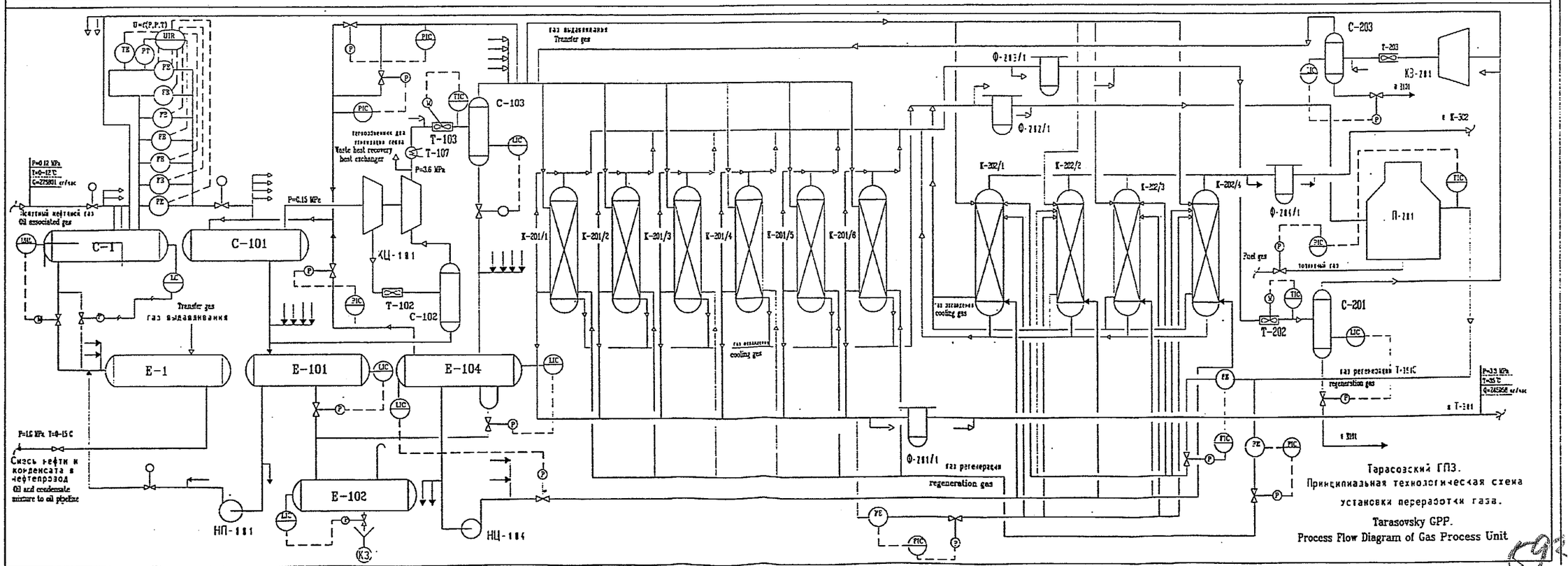
Для получения пропана на собственные нужды предназначен деэтанизатор К-901 и пропановая колонна К-902. Сырье — ШФЛУ в количестве 1000кг/час поступает в деэтанизатор К-901.

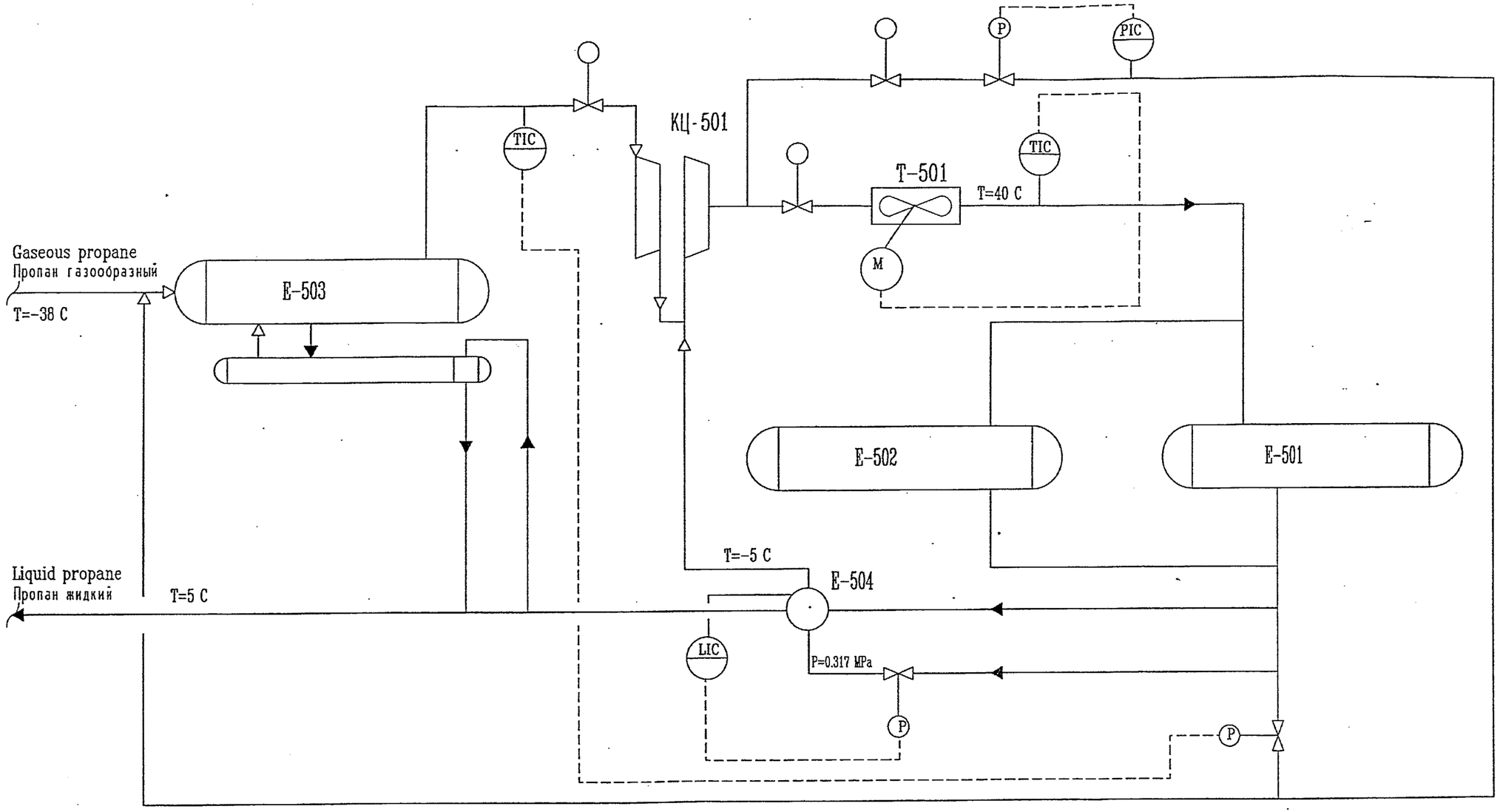
Частичная конденсация паров, выходящих с верха К-901, осуществляется за счет пропанового холода в холодильнике Т-902.

Кубовый продукт направляется на дальнейшее распределение в пропановую колонну К-902. Пары пропана с верха колонны конденсируются в аппарате воздушного охлаждения Т-904, затем поступают в рефлюксную емкость Е-901, откуда часть флегмы подается в колонну, а другая часть насосом НЦ-901/1,2 откачивается в емкости Е-902/1,2, которые обеспечивают промежуточное хранение продукта.

592


Gas to main pipeline
Oil dehydrated gas
C-105
T-106
T-108
Gas waste heat recovery heat exchanger
to flare
C-104
C-301
K
TD
K-301
T-301
T-302
T-303
T-304
T-313
T-305
T-312
T-308
T-307
T-309
X-302
E-301
E-120/1-4
HЦ-311
HЦ-312
Gaseous propane to cooling section
Liquid propane to cooling section
Углеводородный конденсат от Ф-214
hydrocarbon condensate from Ф-214


Эжектный нефтяной газ
Oil associated gas
C-1
C-101
Transfer gas
газ выдавливания
E-1
E-101
E-102
E-104
Смесь нефти и конденсата в нефтепровод
Oil and condensate mixture to oil pipeline
НП-181
НЦ-184
ЖЦ-181
T-102
C-102
T-103
T-107
C-103
Waste heat recovery heat exchanger
K-201/1
K-201/2
K-201/3
K-201/4
K-201/5
K-201/6
K-202/1
K-202/2
K-202/3
K-202/4
C-203
КЭ-281
C-201
T-202
П-281
Fuel gas
топливный газ
cooling gas
regeneration gas
газ регенерации
Тарасовский ГПЗ.
Принципиальная технологическая схема установки переработки газа.
Tarasovsky GPP.
Process Flow Diagram of Gas Process Unit

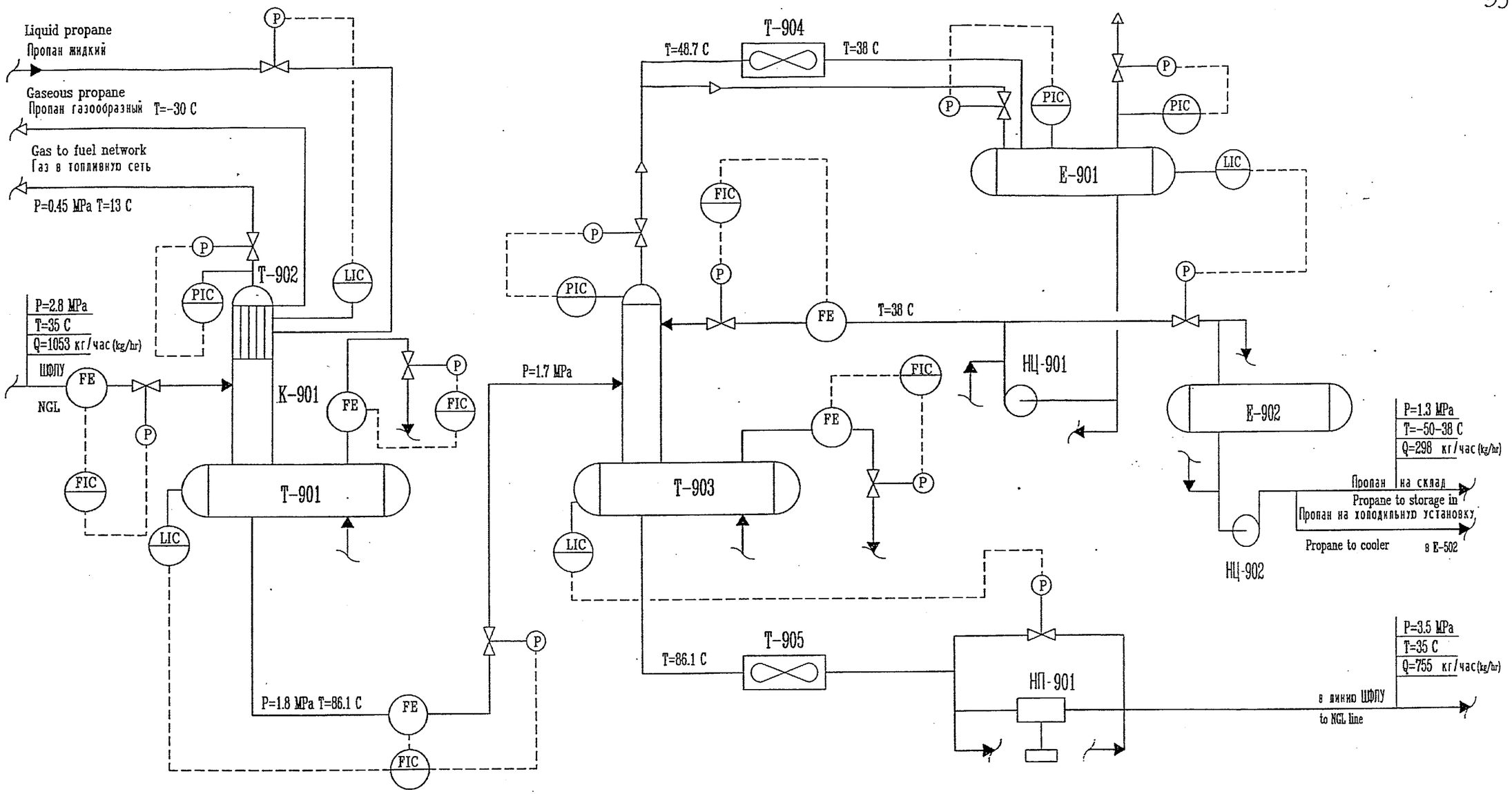


Тарасовский ГПЗ.

Принципиальная технологическая схема холодильной установки.

Tarasovsky GPP.

Process Flow Diagram of Refrigeration Unit.



Тарасовский ГПЗ.

Принципиальная технологическая схема установки получения пропана высокой чистоты.

Tarasovsky GPP.

Process Flow Diagram of High Purinty
Propane Recovery.

2.5.1.9. ПЕРЕЧЕНЬ ТРУБ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НА ВНУТРИПЛОЩАДОЧНЫХ И ВНЕПЛОЩАДОЧНЫХ СООРУЖЕНИЯХ ТАРАСОВСКОГО ГПЗ.

Дн х	Материал	ГОСТ, ТУ
1	2	3
18x1.6	сталь углеродистая	ГОСТ 8734-75
25x2	-‖-	-‖-
32x2	-‖-	-‖-
38x2	-‖-	-‖-
45x2.5	-‖-	-‖-
57x3	-‖-	ГОСТ 8732-78
76x4	-‖-	-‖-
89x3.5	-‖-	-‖-
89x5	-‖-	-‖-
108x4	-‖-	-‖-
159x5	-‖-	-‖-
159x8	-‖-	-‖-
219x7	-‖-	-‖-
219x10	-‖-	-‖-
273x8	-‖-	-‖-
273x12	-‖-	-‖-
377x12	-‖-	-‖-
426x10	-‖-	-‖-
18x1.6	-‖-	ГОСТ 10704-76
32x2	-‖-	-‖-
45x2	-‖-	-‖-
57x3	-‖-	-‖-
57x4	-‖-	-‖-
89x3	-‖-	-‖-
89x3.5	-‖-	-‖-
108x4	-‖-	-‖-
159x5	-‖-	-‖-
219x7	-‖-	-‖-
273x8	-‖-	-‖-
18x1.6	сталь низколегированная	ГОСТ 8734-75
25x2	-‖-	-‖-
32x2	-‖-	-‖-
38x2	сталь низколегированная	ГОСТ 8734-75
45x2.5	-‖-	-‖-
57x3	-‖-	ГОСТ 8732-78
57x4	-‖-	-‖-
89x3.5	-‖-	-‖-
89x5	-‖-	-‖-
108x4	-‖-	-‖-
108x6	-‖-	-‖-
159x5	-‖-	-‖-
159x8	-‖-	-‖-
219x7	-‖-	-‖-
219x10	-‖-	-‖-

596

Дн х	Материал	ГОСТ, ТУ
1	2	3
273x8	-‖-	-‖-
273x12	-‖-	-‖-
325x8	-‖-	-‖-
325x16	-‖-	-‖-
377x12	-‖-	-‖-
425x10	-‖-	-‖-
108x4	-‖-	ГОСТ 550-75
159x5.5	-‖-	-‖-
159x6	-‖-	-‖-
219x7	-‖-	-‖-
273x8	-‖-	-‖-
325x8	-‖-	-‖-
426x10	-‖-	-‖-
530x8	-‖-	ТУ 14-3-1067-82
530x10	-‖-	ГОСТ 20295-80
630x7	-‖-	ТУ 14-3-684-77
720x8	-‖-	ГОСТ 20295-80
820x9	-‖-	ГОСТ 20295-80
1020x10	-‖-	ТУ 14-3-602-77
1220x11	-‖-	-‖-

2.5.1.10. Защита от коррозии.

Для предотвращения коррозии оборудования и трубопроводов предусматривается узел ингибирования. Он состоит из емкости смешения ингибитора коррозии "Нефтехим-1" с растворителем керосином и расходной емкости. Через форсунки ингибитор подается дозировочными насосами в трубопровод после 1 ступени компримирования и после 2 ступени компримирования, а также в трубопровод газа регенерации в отделении осушки газа. Для защиты от атмосферной коррозии наружная поверхность оборудования и трубопроводов покрыта лакокрасочными материалами. Подземные емкости снаружи покрыты гидроизоляцией на битумной основе.

697

2.5.2. ГУБКИНСКИЙ ГПЗ.

2.5.2.1. Общие положения.

Строительство Губкинского ГПЗ предполагается вести четырьмя очередями производительностью 1.07 млрд.м3/год каждая.

Состав сырого нефтяного газа, поступающего на переработку, и готовая продукция: сухой отбензиненный газ и широкая фракция углеводородов, на всех очередях одинаковы.

Технологическая схема и оборудование всех очередей одинаковы. Разница состоит в следующем: в первой и четвертой очередях завода дополнительно установлен один резервный компрессор для сырого газа и один резервный компрессор для сухого отбензиненного газа, которые являются одновременно резервными для компресссоров второй и третьей очереди.

Установка получения пропана имеется только на первой очереди завода. Ниже приводятся сведения о первой очереди завода.

Исходный газ.

Состав нефтяного газа, в % об.:
(проектный)

CO2	-	0.02
Азот	-	0.67
C1	-	66.0
C2	-	12.12
C3	-	13.14
иC4	-	2.03
нC4	-	4.06
иC5	-	0.79
нC5	-	0.82
C6	-	0.24
C7	-	0.06
C8	-	0.03
C9	-	0.02

Газ не содержит сероводород.
Содержание жидкости -10 г/м3.
Содержание мехпримесей -3.3 мг/м3.
Количество перерабатываемого газа -1.07 млрд.м3/год (при 760 мм.рт.ст и 293 К).

Параметры входящего газа.

Абсолютное давление газа на входе на завод 0.22 МПа, температура от 0 до +15оС.

Товарный газ (проектный), % мольный:

CO2	-	0.025
Азот	-	0.846
C1	-	83.326
C2	-	14.189
C3	-	1.573
иC4	-	0.023
нC4	-	0.017
иC5	-	0.001

Количество газа — 78286.9 кг/час (4209.54 кмоль/час, 832 млн.м3/год).
Плотность:
- при нормальных условиях -0.83 кг/м3;
- при Т=20 С -0.773 кг/м3.
Сухой газ соответствует ОСТ 51-40-83.

Состав ШФЛУ,направляемой в продуктопровод,

	% мольные	% весовые
С2	4.237	2.52
С3	57.20	49.86
иС4	9.677	11.12
нС4	19.462	22.36
иС5	3.797	5.42
нС5	3.943	5.62
С6	1.155	1.97
С7	0.289	0.57
С8	0.144	0.32
С9	0.096	0.24

Количество — 466.236 тыс.т/год.
Широкая фракция соответствует марке "А" по ТУ 38-101524-83
В состав установки переработки газа входят объекты:
- компрессорная сырого газа с осушкой и дожимной компрессорной;
- отделение НТК с турбодетандером и холодильным отделением.

2.5.2.2. Компримирование газа.

Газ поступает в нефтеконденсатоотделители С-1 для отделения от газа периодически поступающей нефтяной пробки.

Далее газ направляется на узел замера, а нефтяная пробка перетекает в емкость Е-1, откуда передавливается газом высокого давления в нефть.

После замера газ поступает в фильтр-сепаратор С-101/1,2,3, а затем на прием первой ступени компрессора КЦ-101. Капельная жидкость, отделившаяся от газа в С-101 собирается в разделительной емкости Е-101, отделившиеся углеводороды откачиваются насосом НЦ-101 в нефть, а вода поступает в емкость разгазирования воды Е-102, а затем сбрасывается в канализацию. После сжатия до 0.85 МПА газ охлаждается в промежуточных воздушных холодильниках Т-102, выпадающие при этом конденсат и вода отделяются в сепараторе С-102 и направляются в Е-101 на разделение. Газ компримируется до 3.6 МПа второй ступенью КЦ-101, охлаждается в воздушном холодильнике Т-103, отделяется от выпавшего конденсата и воды в сепараторе С-103 и направляется на осушку. Конденсат и вода направляются в разделительную емкость Е-104, откуда углеводородный конденсат насосом НЦ-104 направляется на осушку, а вода — на разгазирование в Е-102.

Для охлаждения цилиндров компрессора используется смесь гликоль-вода. Масло охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения

599

2.5.2.3. Осушка газа и конденсата.

Осушка скомпримированного газа осуществляется по четырехадсорберной схеме в колоннах К-201/1-4 при давлении 3.5 МПа и температуре 35 оС.

В адсорберы загружен сорбент — синтетический цеолит NaA.

Газ осушается в двух последовательно работающих адсорберах, проходя слой адсорбента сверху вниз и после очистки от цеолитовой пыли на фильтре Ф-201 направляется на переработку. Продолжительность цикла адсорбции 16 часов. Точка росы осушенного газа не выше минус 70оС. Для регенерации цеолита используется осушенный газ нагретый до температуры 350 оС. Часть осушенного газа в количестве 15-17% от потока осушаемого газа после фильтра Ф-201 направляется в адсорбер, находящийся в стадии охлаждения. Газ охлаждения подогревается в печи П-201 откуда с температурой 350 оС направляется на регенерацию адсорбента, насыщенного влагой. Затем газ регенерации охлаждается в теплообменнике Т-201, доохлаждается в аппарате воздушного охлаждения Т-202 и через сепаратор С-201 поступает на прием дожимного компрессора КП-201. Далее доохлаждается в аппарате воздушного охлаждения Т-203 и возвращается в поток газа перед осушкой.

Для осушки углеводородного конденсата из Е-104 предусмотрены два адсорбера К-202, работающие поочередно в цикле адсорбции и регенерации.

Сорбент — клиноптилолит.

После окончания осушки компрессата перед подачей газа регенерации в К-202 конденсат из адсорбера выдавливается небольшим количеством неосушенного газа; регенерационный газ, в количестве 2% от осушенного газового потока, подогревается в печи до 350 оС и подается в колонну К-202. Отработанный регенерационный газ соединяется с остальным газом регенерации.

Осушенный компрессат после фильтра Ф-204 направляется на переработку в деэтанизатор К-301.

Дренаж жидких углеводородов перед ремонтом осуществляется в подземную емкость Е-201.

2.5.2.4.Отделение НТК с турбодетандером.

Осушенный нефтяной газ делится на два потока. Часть нефтяного газа проходит теплообменник Т-301, Т-313, Т-303, Т-304 и поступает в сепаратор С-301.

Вторая часть осушенного газа поступает в Т-302, Т-305 и в сепаратор С-301, где соединяется с основным потоком газа. В С-301 происходит разделение газа и углеводородного конденсата. Газ из сепаратора направляется в турбодетандер. Газоконденсатная смесь из турбодетандера поступает в деметанизатор К-301 на верхнюю тарелку.

Конденсат из сепаратора С-301 дросселируется до давления 1.7 МПа и направляется в деметанизатор К-301 на нижнюю тарелку.

Температура внизу деметанизатора поддерживается за счет тепла нефтяного газа (рибойлер Т-305).

Газ из деметанизатора проходит теплообменник Т-304, Т-312, смешивается с газом деэтанизатора, нагревается в теплообменнике Т-301 до температуры 25 оС и поступает на дожимной компрессор, расположенный на одном валу с турбодетандером. После компрессора сухой газ с давлением 1.7 МПа подается на дожимной компрессор КЦ-102, где дожимается до давления магистрального газопровода 7.5 МПа.

Конденсат из деметанизатора К-301 насосом НЦ-301 прокачивается через теплообменник Т-302 и подается в среднюю часть деэтанизатора К-302. Пары с верха деэтанизатора конденсируются в теплообменнике Т-312, в пропановом испарителе Т-308 и поступают в рефлюксную емкость Е-301.

Конденсат из рефлюксной емкости Е-301 насосом НЦ-302 подается на орошение колонны К-302, а сухой газ после дросселирования соединяется с сухим газом из деметанизатора К-301 и используется для охлаждения осушенного нефтяного газа.

Широкая фракция углеводородов необходимого состава с низа деэтанизатора К-302 охлаждается в воздушном холодильнике Т-309 и направляется в продуктопровод. На заводе имеется аварийный парк ШФЛУ объемом 600 м3 и насос для закачки ШФЛУ из парка в продуктопровод.

2.5.2.5.Дожимная компрессорная сухого газа.

Сухой газ после компрессорной части турбодетандера поступает в приемный сепаратор С-104. После сепарации и компримирования до давления магистрального трубопровода газ охлаждается в аппарате воздушного охлаждения Т-106, сепарируется в С-105 и направляется в магистраль.

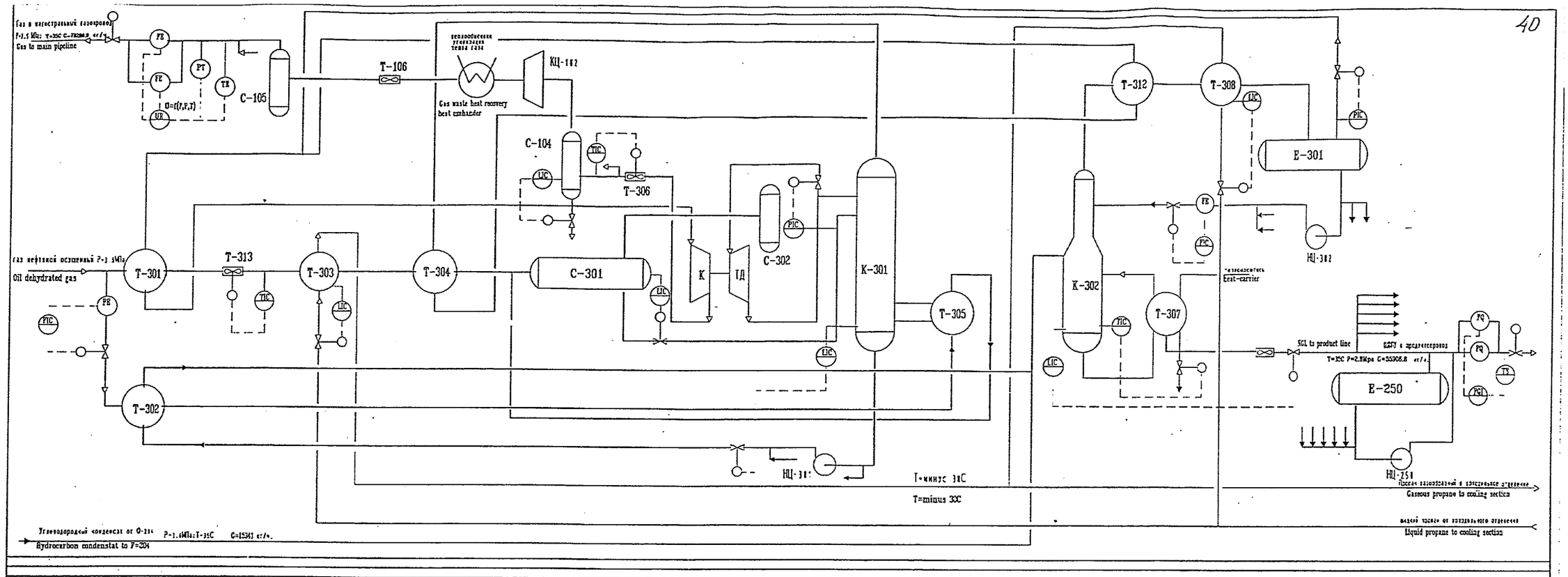
2.5.2.6. Холодильное отделение.

Газообразный пропан из испарителей установки НТК с турбодетандером с изотермой минус 38 оС через отделитель жидкости Е-503 поступает на прием компрессора КЦ-501. После сжатия пропан охлаждается и конденсируется в воздушных холодильниках Т-501 и поступает в линейный ресивер Е-502. После переохлаждения за счет дросселирования части пропана в промсосуде Е-504 жидкий пропан направляется потребителям холода на НТК, а пары пропана - на всос второй ступени компрессора.

2.5.2.7. Установка получения пропана.

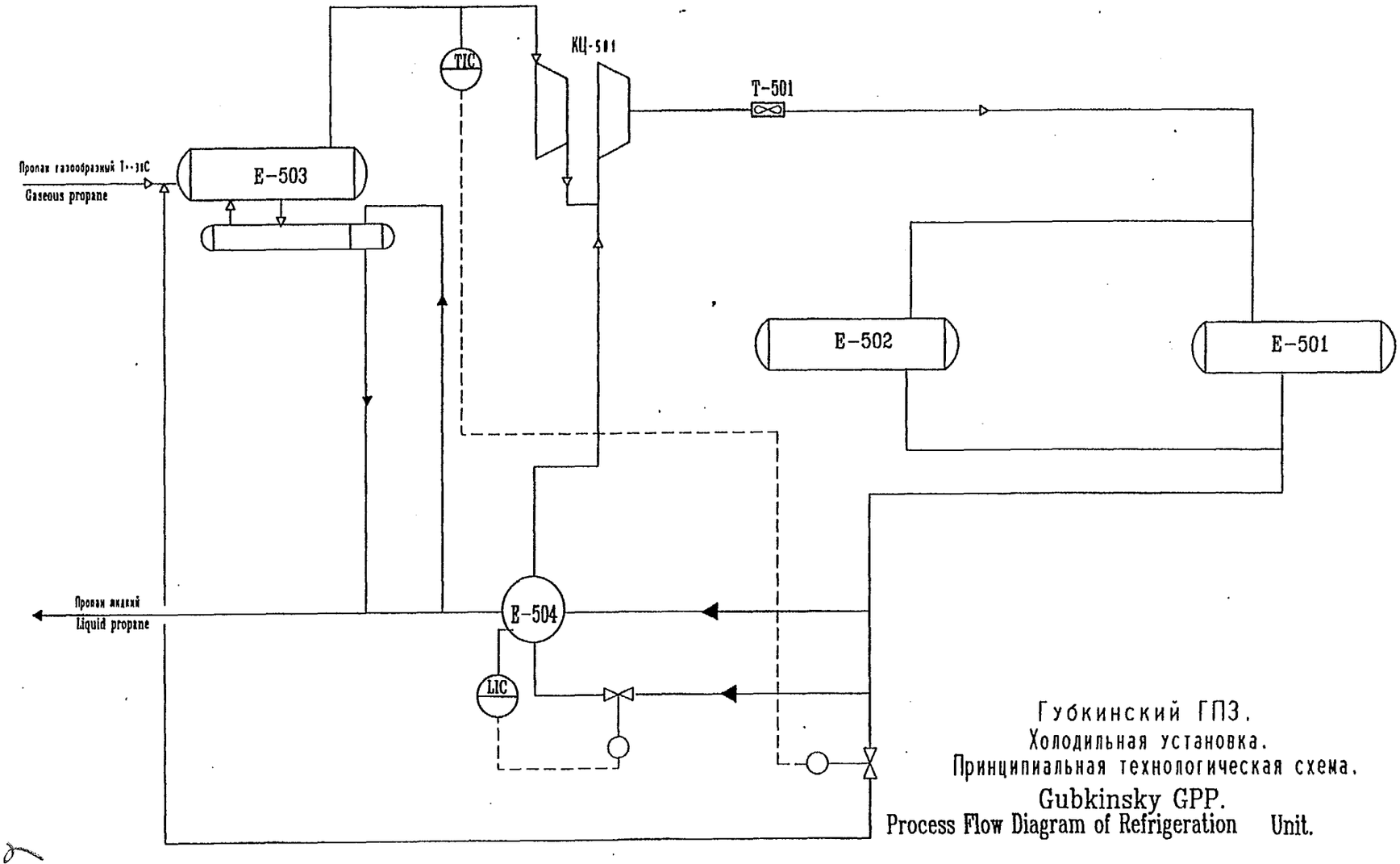
Для получения пропана на собственные нужды предназначен деэтанизатор К-901 и пропановая колонна К-902. Сырье — ШФЛУ в количестве 1000 кг/час поступает в К-901.

Частичная конденсация паров, выходящих с верха К-901 осуществляется за счет пропанового холода в дефлегматоре Т-902, кубовый продукт направляется на дальнейшее разделение в пропановую колонну К-902. Пары пропана с верха колонны К-902 конденсируются в аппарате воздушного охлаждения Т-901, затем поступают в рефлюксную емкость Е-901, откуда часть флегмы подается в колонну, а другая часть насосом НЦ-901 откачивается в холодильное отделение на подпитку. Кубовый продукт после охлаждения в аппарате воздушного охлаждения Т-905 насосом НП-902 закачивается в ШФЛУ.



Губкинский ГГЗ.
Принципиальная технологическая схема установки переработки газа.

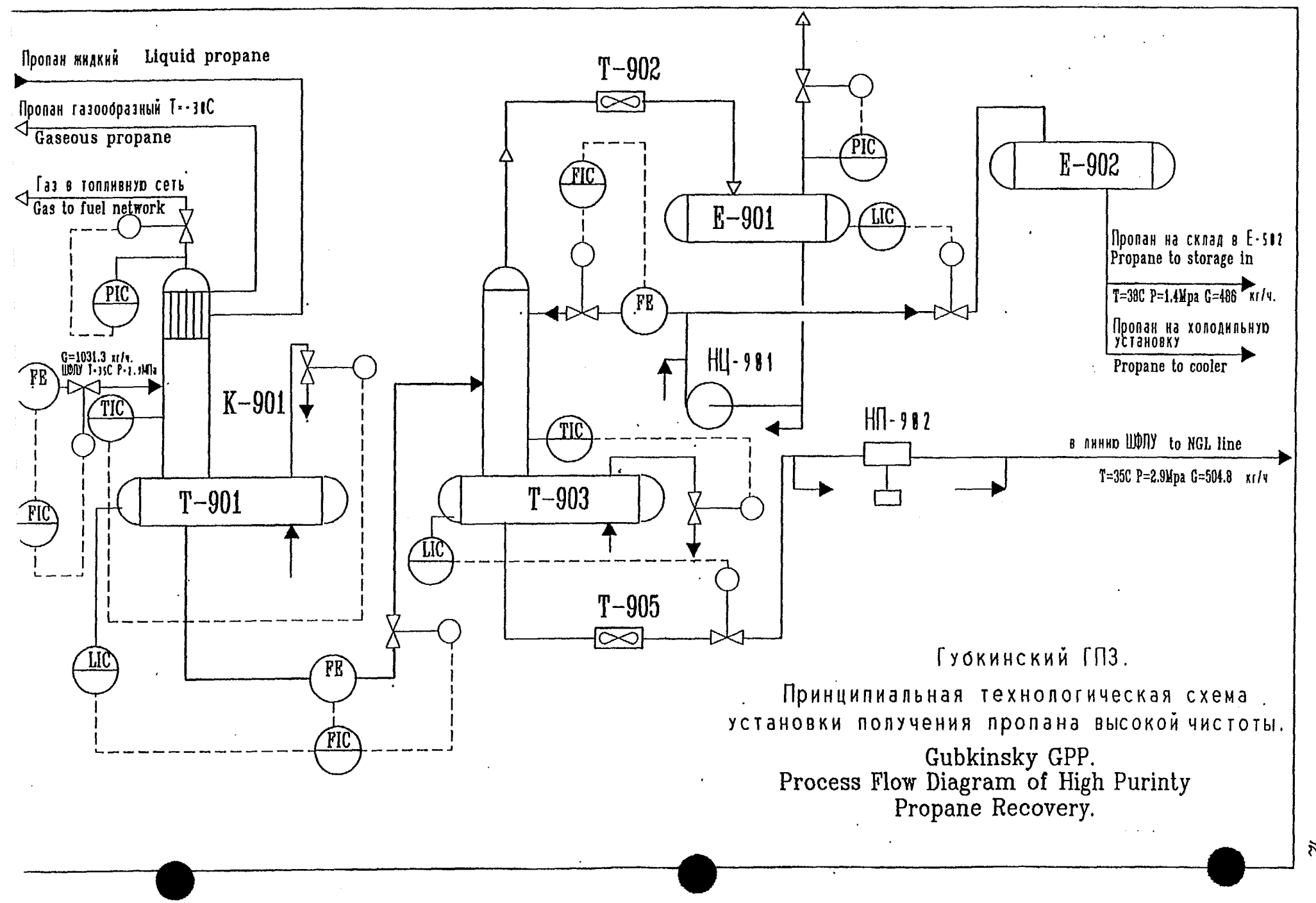
Gubkinsky GPP.
Process Flow Diagram of Gas Process Unit



Губкинский ГПЗ.
Холодильная установка.
Принципиальная технологическая схема.

Gubkinsky GPP.
Process Flow Diagram of Refrigeration Unit.

609



Губкинский ГПЗ.

Принципиальная технологическая схема установки получения пропана высокой чистоты.

Gubkinsky GPP.
Process Flow Diagram of High Purinty Propane Recovery.

2.5.2.8. ПЕРЕЧЕНЬ ТРУБ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НА ВНУТРИПЛОЩАДОЧНЫХ И МЕЖПЛОЩАДОЧНЫХ СООРУЖЕНИЯХ ГУБКИНСКОГО ГПЗ.

Дн x S	Материал	ГОСТ, ТУ
1	2	3
18x1.6	сталь углеродистая	ГОСТ 8734-75
25x2	-‖-	-‖-
32x2	-‖-	-‖-
38x2	-‖-	-‖-
45x2.5	-‖-	-‖-
57x3	-‖-	ГОСТ 8732-78
76x4	-‖-	-‖-
89x3.5	-‖-	-‖-
89x5	-‖-	-‖-
108x4	-‖-	-‖-
159x5	-‖-	-‖-
159x8	-‖-	-‖-
219x7	-‖-	-‖-
219x10	-‖-	-‖-
273x8	-‖-	-‖-
273x12	-‖-	-‖-
377x12	-‖-	-‖-
426x10	-‖-	-‖-
18x1.6	-‖-	ГОСТ 10704-76
32x2	-‖-	-‖-
45x2	-‖-	-‖-
57x3	-‖-	-‖-
57x4	-‖-	-‖-
89x3	-‖-	-‖-
89x3.5	-‖-	-‖-
108x4	-‖-	-‖-
159x5	-‖-	-‖-
219x7	-‖-	-‖-
273x8	-‖-	-‖-
18x1.6	сталь низколигированная	ГОСТ 8734-75
25x2	-‖-	-‖-
32x2	-‖-	-‖-
38x2	сталь низколигированная	ГОСТ 8734-75
45x2.5	-‖-	-‖-
57x3	-‖-	ГОСТ 8732-78
57x4	-‖-	-‖-
89x3.5	-‖-	-‖-
89x5	-‖-	-‖-
108x4	-‖-	-‖-
108x6	-‖-	-‖-

Дн x S	Материал	ГОСТ, ТУ
1	2	3
159x5	-‖-	-‖-
159x8	-‖-	-‖-
219x7	-‖-	-‖-
219x10	-‖-	-‖-
273x8	-‖-	-‖-
273x12	-‖-	-‖-
325x8	-‖-	-‖-
325x16	-‖-	-‖-
377x12	-‖-	-‖-
425x10	-‖-	-‖-
108x4	-‖-	ГОСТ 550-75
159x5.5	-‖-	-‖-
159x6	-‖-	-‖-
219x7	-‖-	-‖-
273x8	-‖-	-‖-
325x8	-‖-	-‖-
426x10	-‖-	-‖-
530x8	-‖-	ТУ 14-3-1067-82
530x10	-‖-	ГОСТ 20295-80
630x7	-‖-	ТУ 14-3-684-77
720x8	-‖-	ГОСТ 20295-80
820x9	-‖-	ГОСТ 20295-80
1020x10	-‖-	ТУ 14-3-602-77
1220x11	-‖-	-‖-

2.5.2.9. Защита от коррозии.

Для предотвращения коррозии оборудования и трубопроводов предусматривается узел ингибирования. Он состоит из емкости смешения ингибитора коррозии "Нефтехим-1" с растворителем керосином, и расходной емкости. Через форсунки ингибитор подается дозировочными насосами в трубопровод после 1 ступени компримирования и после 2 ступени компримирования, а также в трубопровод газа регенерации в отделении осушки газа.

Для защиты от атмосферной коррозии наружная поверхность оборудования и трубопроводов покрыта лакокрасочными материалами. Подземные емкости снаружи покрыты гидроизоляцией на битумной основе.

2.6 СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ. EQUIPMENT DATA SHEET

Таблица 1 TABLE 1

НИПИгазпереработка NIPI-gaspere-rabotka

КОНТРАКТ № 2435 CONTRACT

ГУБКИНСКИЙ ГПЗ
GUBKINSKY GPP
СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
EQUIPMENT DATA SHEET

НОМЕР ПОЗИЦИИ ITEM №	НАИМЕНОВАНИЕ DESCRIPTION	КОЛИЧЕСТВО QUANTITY раб. operating	рез. stand-by	ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ TECHNICAL DATA	МАТЕРИАЛ MATERIAL	Давление, МПа PRESSURE, MPa раб. operating	расч. design	Температура, С TEMPERATURE, C раб. operating	расч. design	Вес ед. оборуд., т EQUIPMENT piece weigt, t	ПРИМЕЧ. NOTES
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Площадка нефтеконденсатоотделителей Oil/condensate separator area.										
C-1/1	Нефтеконденсатоотделитель Oil/condensate separator	1	-	Объем - 237 м3 Volume,m3 Длина -21.0 м Length,m Диаметр -3.4 м Diameter,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	0.12	0.55	0-15	-60-50	56.0	
E-1	Емкость Tank	1		Объем - 100 м3 Volume,m3 Длина - 14.956 м Length,m Диаметр -3.0 м Diameter,m		3.7	4.0	0-15	-60-100	59.0	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Установка переработки газа №1. Gas Treatment Unit No.1 Здание компрессорной. Наружное оборудование и осушка. Compressor Building. Outdoor equipment and dehydration unit.										
КВ-281	Компрессор газа регенерации Regeneration gas compressor	1		Производительность - 18 м3/мин Capacity,m3/min		всас/нагн 2.6/3.7 suction/disch		35		19.85	Винтовой Screw
	Электродвигатель Electric motor			Мощность -800 кВт Power,kW Напряжение -10000 В Voltage,V							
КЦ-101	Компрессор Compressor	2	1	Производительность - 1250 м3/мин Capacity,m3/min		всас/нагн 0.157/3.63 suction/disch				127.5	Центробежный Centrifugal
	Электродвигатель Electric motor			Мощность -12500 кВт Power,kW Напряжение -10000 В Voltage,V							
КЦ-102	Компрессор Compressor	1	1	Производительность - 1400-1800 м3/мин Capacity,m3/min		всас/нагн 2.3/7.45 suction/disch		19.85		58.6	Центробежный Centrifugal
	Электродвигатель Electric motor			Мощность -12500 кВт Power,kW Напряжение -10000 В Voltage,V							

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
К-201	Адсорбер для газа Adsorber for gas	4		Объем -52.4 м3 Volume,m3 Диаметр -3.0 м Diameter,m Высота - 12.310 м Height,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	3.55	4.0	35-300	-60-360	51.7	Цеолиты NaX по ТУ 38.10281-88: насыпная масса-0.6 г/см3; массовая доля водостойкости, %, не менее-96. Zeolites NaX according to TY 38.10281-88 Bulk-0.6 g/cm3; water resistance mass percent, %-not less than 96.
К-202	Адсорбер для жидкости Adsorber for liquid	2		Объем -4.85 м3 Volume,m3 Диаметр -1.0 м Diameter,m Высота - 7.84 м Height,m		3.6	4.2	35-300	-60-375	6.5	
С-102	Сепаратор Separator	4	2	Объем -16 м3 Volume,m3 Диаметр -2.0 м Diameter,m Высота -6.29 м Height,m		0.95	1.6	45	-60-100	6.1	
С-103	Сепаратор Separator	2	1	Объем -16 м3 Volume,m3 Диаметр -2.0 м Diameter,m Высота -6.62 м Height,m		3.68	4.4	35	-60-100	13.2	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
С-104	Сепаратор Separator	2	2	Объем -1.6 м3 Volume,m3 Диаметр -2.0 м Diameter,m Высота -6.56 м Height,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	2.3	4.0	25-35	-60-100	11.9	
С-105	Сепаратор Separator	1	1	Объем -23 м3 Volume,m3 Диаметр -2.4 м Diameter,m Высота -7.13 м. Height,m		7.6	8.0	35-40	-60-100	33.0	
С-201	Сепаратор газа регенерации Regeneration gas Separator	1		Объем -1.6 м3 Volume,m3 Диаметр -0.8 м Diameter,m Высота -3.865 м Height,m		2.6-3.0	4.0	35	-60-100	1.90	
С-202	Сепаратор топливного газа Fuel gas separator	1		Объем -1.6 м3 Volume,m3 Диаметр -0.8 м Diameter,m Высота -3.745 м Height,m		0.45	1.6	35	-60-100	1.15	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
С-101	Фильтр-сепаратор Filter-Separator	2	1	Объем -20 м3 Volume,m3 Диаметр -2.0 м Diameter,m Высота -0.175 м Height,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	0.12	0.8	0-15	-60-150	12.0	Сетчатый Strainer
Ф-101	Фильтр Filter	1	1	Объем -0.020 м3 Volume,m3 Диаметр -0.273 м Diameter,m Высота - 0.77 м Height,m		0.12	1.6	0-15	-60-300	0.110	Сетчатый Strainer
Ф-201	Пылеуловитель Dust catcher	1	1	Объем -0.5 м3 Volume,m3 Диаметр -1.4 м Diameter,m Длина - 6.65 м Length,m		3.46	6.4	35	-60-50	11.6	
Ф-202	Пылеуловитель Dust catcher	1	1	Объем -0.73 м3 Volume,m3 Диаметр -0.63 м Diameter,m Высота -2.99 м Height,m		3.31	4.0	35	-60-350	1.35	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ф-203	Пылеуловитель Dust catcher	2	1	Объем -0.73 м3 Volume,m3 Диаметр -0.63 м Diameter,m Длина - 2.99 м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	3.07	4.0	до 300	-60-350	1.35	
Ф-204	Фильтр Filter	1	1	Объем -0.5 м3 Volume,m3 Диаметр -0.45 м Diameter,m Длина - 3.215 м Length,m Высота -0.955 м Height,m		3.6	4.0	35	-60-100	0.8	
Е-101	Разделительная емкость Separation drum	1		Объем -5.6 м3 Volume,m3 Диаметр -1.2 м Diameter,m Длина - 5.4 м Length,m		0.12	0.7	0-15	-60-100	2.6	
Е-102	Емкость разгазирования воды Water degassing tank	1		Объем -20 м3 Volume,m3 Диаметр -2.0 м Diameter,m Длина - 6.6 м Length,m		0.05-0.15	0.0	5-15	-50-300	3.98	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-104	Разделительная емкость Separation drum	1		Объем -20 м3 Volume,m3 Диаметр -2.2 м Diameter,m Длина - 6.515 м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	3.6	4.2	35	-60-100	1.6	
E-105	Емкость антифриза Antifreeze drum	1		Объем -200 м3 Volume,m3 Диаметр -6.63 м Diameter,m Длина - 5.96 м Length,m		атм	атм	30-40	-60-90	9.60	
E-106	Емкость подземная с погружным насосом в комплекте электронасосный агрегат Underground tank with immersible pump in complete with electric pump	2		Объем -40 м3 Volume,m3 Диаметр -2.4 м Diameter,m Длина - 9.142 м Length,m Производительность-45 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-13 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		атм Напор Head,m w.c. 45 м.ст.ж	0.07	10-30	-60-300	7.05	

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-109	Емкость ингибитора коррозии Corrosion inhibitor tank	1		Объем -5.0 м3 Volume,m3 Диаметр -2.768 м Diameter,m Длина - 2.038 м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	атм	0.04	10-30	-60-90	0.73	
E-110	Емкость ингибитора коррозии Corrosion inhibitor tank	1		Объем -25 м3 Volume,m3 Диаметр -2.768 м Diameter,m		атм	0.04	10-30	-60-90	1.0	
E-201	Емкость подземная дренажная Underground drain tank	1		Объем -12.5 м3 Volume,m3 Диаметр -1.6 м Diameter,m Длина - 6.400 м Length,m		0.05	2.0	10-30	-30-100	4.6	
T-101	Аппарат воздушного охлаждения для масла Oil air cooler	4	2	Поверхность-1070 м2 Surface,m2		до 1.6	1.6	60-40	-60-100	20.375	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-0.06 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	8	4	Мощность-22 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T-102	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler	4	2	Поверхность-9900 м2 Surface,m2	Сталь низколигированная Low alloy steel	0.85	1.6	190-45	-60-200	37.0	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-3.386 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	8	4	Мощность-37 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
T-103	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler	4	2	Поверхность-5650 м2 Surface,m2		3.6	6.4	200-35	-60-200	36.165	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-3.388811 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	4	2	Мощность-90 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
T-104	Аппарат воздушного охлаждения для антифриза Antifreeze air cooler	4	4	Поверхность-2650 м2 Surface,m2		up to до 0.6	1.6	30-40	-60-300	25.56	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-3.6156 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	4	4	Мощность-22 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-100	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка-2.4475 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2	2	Поверхность-770 м2 Surface,m2 Диаметр-0.25 м Diameter,m Длина-11.44 м Length,m Высота-4.25 Height,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	труб/корп. tube/shell 8 200-70 -60-200				41.74	двухсекционный Two sections
Т-201	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка-3.875897 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-262 м2 Surface,m2 Диаметр-0.6 м Diameter,m Длина-7.085 м Length,m Высота-2.22 м Height,m		труб/корп. tube/shell 3.0/3.26 6.3 300-110 -60-350				13.775	сдвоенный Double
Т-202	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler Электродвигатель Electric motor Нагрузка-4.97 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1 1		Поверхность-2500 м2 Surface,m2 Мощность-37 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь нержавеющая S.S	2.94	6.3	200-35	-60-300	16.851	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-185	Аппарат воздушного охлаждения для масла Oil air cooler	2		Поверхность-1870 м2 Surface,m2	Сталь низколигированная Low alloy steel	до 1.0	1.6	60-40	-60-300	28.375	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-0.2946 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2		Мощность-22 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
Т-186	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler	2	2	Поверхность-9765 м2 Surface,m2		7.6	10	200-35	-60-300	51.169	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-4.0098710 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2	2	Мощность-37 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
Т-187	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка-1.6544 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	4	2	Поверхность-640 м2 Surface,m2 Высота-4.03 м Height,m Ширина-1.95 м Width,m		3.6	4.0	200-70	-60-300	10.56	пластинчатый Plate

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-203	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler Электродвигатель Electric motor	1 1		Поверхность-2383 м2 Surface,m2 Нагрузка-0.941 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr Мощность-22 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь низколегированная Low alloy steel	3.65	6.3	100-35	-60-300	11.568	
НЦ-101	Насос откачки конденсата Condensate pump Электродвигатель Electric motor	1	1	Производительность-5 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-8 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь углеродистая Carbon steel	Напор Head,m w.c. 140 м.ст.ж	35		-40-200	0.213	Центробежный Centrifugal
НЦ-104	Насос подачи конденсата на осушку Pump for condensate delivery to dehydration Электродвигатель Electric motor	1	1	Производительность-50 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-15 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		Напор Head,m w.c. 50 м.ст.ж	35		-40-200	0.27	Центробежный Centrifugal
НЦ-105	Насос подачи антифриза Antifreeze delivery pump Электродвигатель Electric motor	1	1	Производительность-300-500 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-200 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		Напор Head,m w.c. 80 м.ст.ж	40		-40-200	3.63	Центробежный нефтяной Centrifugal oil

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НЦ-103	Насос масла Oil pump Электродвигатель Electric motor	1		Производительность-3.6 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-2.2 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь углеродистая Carbon steel	Напор Head,MPa	0.4	20-30	-40-200	0.080	Шестеренчатый Geared
НП-104	Насос подачи ингибитора коррозии Corrosion inhibitor delivery pump Электродвигатель Electric motor	1		Производительность-4 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-2.2 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		Head,MPa 0.4		10-30	-40-200	0.112	Шестеренчатый Geared
НП-105	Насос подачи ингибитора коррозии Corrosion inhibitor delivery pump Электродвигатель Electric motor	1	1	Производительность-10 л /ч Capacity,m3/hr Мощность-0.25 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		Head,MPa 10.0		10-30	-40-200	0.042	Дозировочн. Плунжерный Proportioning Plunger

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
П-201	Печь Heater Змеевик цилиндрической вертикальной печи 1 шт Cylindrical coil for vertical heater 1 pc	1		Теплопроизводительность 0.9×10^6 - 5.3×10^6 Вт Heating capacity,W Горелка парового распыливания 3 шт Steam spray burner 3pcs	Сталь низколигированная Low alloy steel	3.2	4.3	120-350		11.2 0.873	

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НТК	Установка переработки газа №1. Gas treatment unit No. 1. с турбодетандером и наружное оборудование. Low temperature condensation with turboexpandor and outdoor equipment. Здание холодильной компрессорной. Cooling compressor building.										
КЦ-501	Агрегат турбокомпрессорный пропановый Propane turbocompressor	1	1	Холодопроизводительность-6978 кВт Cooling capacity,kW	Сталь углеродистая Low carbon steel	всас/нагн. 0.245/1.65 suct./disch.		изотерма -38 С isotherm, C		57.4	
	Электродвигатель Electric motor			Мощность-6300 кВт Power,kW Напряжение-10000 В Voltage,V							
КП-502	Компрессор вспомогательный Auxiliary compressor	1				всас/нагн. 0.025/1.6 suct./disch.				17.5	Поршневой Piston
	Электродвигатель Electric motor			Мощность- 75 кВт Power,kW Напряжение- 380 В Voltage,V						8.7	
К-301	Деметанизатор Demethanizer	1		Объем-18.3 м3 Volume,m3 Диаметр-1.4 м Diameter,m Высота-13.54 м Height,m	Сталь углеродистая c.s	1.6	1.84	-85÷-51	-86-28	9.8	Тарелка ситчатая 6 шт. Sieve tray 6 pcs

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
К-302	Деэтанизатор Deethanizer	1		Объем-74.7 м3 Volume,m3 Диаметр-1.2/2.2 м Diameter,m Высота-29.18 м Height,m	Нержавеющая S.S	2.88	3.35	-9-94	-60-100	46.5	Тарелка ситчатая 36 шт. Sieve tray
ТДА-301	Турбодетандер Turbo-expander	1		Производительность: Capacity of,m3/min Детандера-1104.91 м3/мин Expander Компрессора-1586.85 м3/мин Compressor Степень расширения-2.05 Expansion degree	S.S	всас/выкид suct.-disch. 3.3/1.6		всас/выкид suct.-disch. -60--85		28.30	
С-301	Сепаратор Separator	1		Объем-50 м3 Volume,m3 Диаметр-2.6 м Diameter,m Длина-10.762 м Length,m	Сталь S.S	3.26	4.0	-42--62	100	33.185	
С-302	Сепаратор Separator	1		Объем- 8 м3 Volume,m3 Диаметр-1.6 м Diameter,m Высота-5.45 м Height,m	Сталь углеродистая Low carbon steel	3.28	4.0	-60--42	-60-100	6.0	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-301	Емкость рефлюксная Reflux drum	1		Объем-12.5 м3 Volume,m3 Диаметр-1.6 м Diameter,m Длина- 7.86 м Length,m	Сталь углеродистая Carbon steel	2.87	4.0	-15--27	-60-100	9.1	
E-305	Емкость дренажная Drain tank	1		Объем- 25 м3 Volume,m3 Диаметр-2.4 м Diameter,m Длина- 5.0 м. Length,m		0.45	0.0	-60-90	-80-100	4.9	
E-306	Емкость дренажная с погружным насосом для антифриза Drain tank with immersible antifreeze pump Комплектно Complete with Электронасосный агрегат Electric pump	1		Объем- 20 м3 Volume,m3 Диаметр-2.4 м Diameter,m Длина-4.842 м Length,m Производительность-30 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность- 15 кВт Power,kW Напряжение- 380 В Voltage,V		атм atm. Head 46 м.ст.ж m.w.c.	0.07	10-30	-30-100	4.87	

КОНТРАКТ №2435

Лист

623

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-300	Емкость для метанола Methanol tank	1		Объем- 4.0 м3 Volume,m3 Диаметр-1.2 м Diameter,m Длина- 3.785 м Length,m		0.15	2.0	10-30	-60-300	1.966	
E-501	Ресивер дренажный Drain receiver	1		Объем- 50 м3 Volume,m3 Диаметр-2.4 м Diameter,m Длина-11.36 м Length,m		1.4	2.0	40	-60-300	12.97	
E-502	Ресивер линейный Line receiver	2		Объем- 50 м3 Volume,m3 Диаметр-2.4 м Diameter,m Длина-11.36 м Length,m		1.45	2.0	40	-60-300	12.97	
E-503	Отделитель жидкости Liquid separator	1	1	Объем- 40 м3 Volume,m3 Диаметр-2.4 м Diameter,m Длина-18.345 м Length,m		0.0245	2.0	-30	-60-100	14.82	

Лист

КОНТРАКТ №2435

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-503a	Выпариватель Evaporator	1	1	Поверхность-43 м2 Surface,m2 Диаметр-0.53 м Diameter,m Длина- 4.07 м Length,m	Кипящий	0.0245	2.5	-30	-60-100	1.7	
E-504	Испаритель Evaporator	1	1	Поверхность-359 м2 Surface,m2 Диаметр-1.0/1.6 м Diameter,m Длина- 7.70 м. Length,m	Кипящий	tube/shell труб/корп. 1.3/0.3	4.0/1.6	-5	-60-100	12.7	
E-505	Емкость для масла Oil tank	1		Объем- 5 м3 Volume,m3 Диаметр-1.900 м Diameter,m Длина- 2.030 м Length,m	Пар	atm атм	0.04	10-30	-60-100	1.0	
E-506	Отделитель жидкости Liquid separator	1		Объем-0.10 м3 Volume,m3 Диаметр-0.4 м Diameter,m Высота-2.02 м Height,m		0.05	2.0	-30	-60-150	0.35	

КОНТРАКТ №2435

Лист

625

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-507	Емкость дренажная для пропана Propane drain tank	1		Объем-12.5 м3 Volume,m3 Диаметр- 1.6 м Diameter,m Длина- 6.412 м Length,m		1.3	2.0	-30--5	-40-100	4.71	
Ф-501	Фильтр жидкостной Liquid filter	1		Объем-0.028 м3 Volume,m3 Диаметр-0.273 м Diameter,m Высота-0.77 м Height,m		1.4	4.0	-15	-60-300	0.183	Сетчатый Strainer
Ф-301	Фильтр Filter	1		Объем-0.103 м3 Volume,m3 Диаметр-0.426 м Diameter,v Высота-1.105 м Height,m		2.0	4.0	-15--27	-60-300	0.452	Сетчатый Strainer
T-301	Теплообменник газ-газ Gas-Gas Heat exchanger Нагрузка-2.43 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-1290 м2 Surface,m2 Диаметр- 1.0 м Diameter,m Длина- 11.20 м Length,m		труб/корп. 35-6 tube/shell 3.34/1.53 6.4/6.4			-60-100	47.12	Двухсекционный Two sections

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
-302	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка-3.766 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2		Поверхность- 400 м2 Surface,m2 Диаметр- 1.39 м Diameter,m Высота- 3.17 м Height,m	Сталь нержавеющая S.S	труб/корп. tube/shell 3.39/3.35	4.0	-73-25	-100-200	8.53	Пластинчатый Plate
-303	Испаритель пропановый Propane evaporator Нагрузка-3.341 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-542 м2 Surface,m2 Диаметр-1.0/1.6 м Diameter,m Длина- 10.00 м Length,m	Сталь низколегированная Low alloy steel	труб/корп. tube/shell 3.34/ 0.0245	4.0/1.6	6--30	-60-100/ -40-150	17.5	
-304	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка-1.0576 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2		Поверхность- 360 м2 Surface,m2 Диаметр- 1.39 м Diameter,m Высота-2.495 м Height,m	Сталь нержавеющая S.S	труб./корп. tube/shell 1.6/3.32	4.0	-85-42	-100-100	6.09	Пластинчатый Plate
-305	Испаритель деметанизатора Demethanizer evaporator Нагрузка-0.1977 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-104 м2 Surface,m2 Диаметр-0.8 м Diameter,m Длина- 4.29 м Length,m	Сталь низколегированная Low alloy steel	труб/корп. tube/shell 3.3/1.6	4.0	-73--54	-100	4.9	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-307	Испаритель деэтанизатора Deethanizer evaporator Нагрузка-5.09 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-368 м2 Surface,m2 Диаметр-2.6 м Diameter,m Длина- 9.12 м Length,m	Сталь низколегированная Low alloy steel	труб/корп. tube/shell 0.7/2.95	2.0/4.0	158-70/78-94	-60-200/-60-110	32.4	
Т-308	Испаритель пропановый Propane evaporator Нагрузка-2.33 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-359 м2 Surface,m2 Диаметр-1.0/1.6 м Diameter,m Длина- 7.70 м. Length,m		труб/корп. tube/shell 2.98/0.0245	4.0/1.6	-9- -27/-38	-60-100/-60-150	12.7	
Т-306	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler	1		Поверхность-7500 м2 Surface,m2		1.6	2.5	45-50	-60-300	39.47	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-1.507 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Мощность-75 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
Т-309	Аппарат воздушного охлаждения для ШФЛУ Broad cut air cooler	2		Поверхность-2650 м2 Surface,m2		2.9	4.0	94-35	-60-300	25.57	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-2.75 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2		Мощность-75 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-312	Теплообменник газ-газ Gas-Gas Heat exchanger Нагрузка-1.135 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-645 м2 Surface,m2 Диаметр-1.0 м Diameter,m Длина-11.20 м Length,,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	труб/корп. tube/shell 1.53/2.9	6.4	-42-37	-60-200	23.86	
-313	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler	2		Поверхность-5650 м2 Surface,m2		3.4	4.0	10--5	-60-300	33.54	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-3.81 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2		Мощность-90 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
-501	Аппарат воздушного охлаждения холодильного агента Coolant air cooler	6		Поверхность-6240 м2 Surface,m2		1.4	2.5	70-40	-60-300	37.0	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-0.62 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	12		Мощность-37 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
НЦ-301	Насос Pump	2		Производительность-120 м3/ч Capacity,m3/hr	Сталь нержавеющая S.S	Head,m w.c. 310 м.ст.ж		-85	-90-200	3.182	Нефтяной Центробежный Oil Centrifugal
	Электродвигатель Electric motor			Мощность-132 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							

КОНТРАКТ №2435

Лист

629

630

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НЦ-302	Насос Pump Электродвигатель Electric motor	2		Производительность-50 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-30 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь углеродистая Carbon steel	3.6	80	м.ст.ж Head, m.w.c.	15--27	-40-200	0.395	Герметичный Центробежный Canned Centrifugal
НЦ-303	Насос подачи некондиции Off-spec product delivery pump Электродвигатель Electric motor	1		Производительность-50 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-15 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		3.5	50	м.ст.ж Head, m.w.c.	35	-40-200	0.27	Герметичный Центробежный Canned Centrifugal
НП-305	Насос подачи метанола Methanol delivery pump Электродвигатель Electric motor	1		Производительность-0.8 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-3.0 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		4.0	6.3 Head-6.3 MPa		30	-40-200	0.50	Герметичный Центробежный Canned Centrifugal
НР-306 НР-307	Насос Pump	2		Производительность-0.25 м3/ч Capacity,m3/hr		30	Head, м.ст.ж m.w.c.				0.016	Manual Ручной

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НЦ-501	Насос подачи пропана Propane delivery pump	1		Производительность-5.0 м3/ч Capacity,m3/hr	Сталь углеродистая Carbon steel	1.6 Head-2.5 MPa	2.5	20-60	-40-200	0.213	Герметичный Центробежный Canned Centrifugal
	Электродвигатель Electric motor			Мощность- 0 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
НП-503	Насос подачи масла Oil delivery pump	1		Производительность-0.25 м3/ч Capacity,m3/hr		1.6 Head-2.5 MPa	2.5	10-30	-40-200	0.0365	Шестеренчатый Geared
	Электродвигатель Electric motor			Мощность-0.75 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
СМ-250	Маслозаправочная станция Oil filling station	1	1	Объем-250 л Volume,L							
	Электродвигатель Electric motor			Мощность-2.2 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V						0.39	

КОНТРАКТ №2435

Лист

631

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Установка получения пропана. Propane recovery unit.											
К-901	Агрегат деэтанизатора Deethanizer	1		Диаметр-0.4 м Diameter,m Высота-6.26 м Height,m	Сталь низколегированная Low alloy steel	1.8	2.3	69	-60-150	3.37	Колонна насадочная Packed column
К-902	Агрегат пропановой колонны Propane column	1		Диаметр-0.4 м Diameter,m Высота-7.735 м Height,m		1.7	2.3	-92	-60-100	5.7	
Е-901	Емкость рефлюксная Reflux drum	1		Объем-4.0 м3 Volume,m3 Диаметр-1.2 м Diameter,m Длина-3.71 м Length,m		1.50	2.5	30-43	-60-100	2.15	
Е-902	Емкость для пропана Propane tank	1		Объем-50 м3 Volume,m3 Диаметр-2.4 м Diameter,m Длина-11.365 м Length,m		до 1.4	3.0	10-35	-60-300	15.52	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Е-903	Емкость дренажная Drain tank	1		Объем-12.5 м3 Volume,m3 Диаметр-1.6 м Diameter,m Длина-6.412 м Length,m	Сталь низколегированная Low alloy steel	0.45	2.0	35-25	-30-200	4.71	
Ф-901	Фильтр жидкостной Liquid filter	2		Объем-0.020 м3 Volume,m3 Диаметр-0.273 м Diameter,m Высота-0.77 м Height,m		1.50	4.0	30-43	-60-300	0.183	Сетчатый Strainer
Т-901	Испаритель Evaporator Нагрузка-110000 ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-25 м2 Surface,m2 Диаметр-0.8 м Diameter,m Длина-4.72 м Length,m		труб/корп tube/shell 0.7/1.8	2.0/2.3	120- 70/69	-60-200		
Т-902	Дефлегматор Condenser Нагрузка-27650 ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность- 13 м2 Surface,m2 Диаметр-0.4 м Diameter,m		труб/корп tube/shell 1.0/0.0245	2.3	20-13/ -30	-60-150		

633

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-903	Испаритель Evaporator Нагрузка-51000 ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность- 90 м2 Surface,m2 Диаметр-1.8 м Diameter,m Длина-7.84 м Length,m	Сталь низколегированная Low alloy steel	труб/корп tube/shell 0.6/1.58	2.0/2.3	115- 75/76	110		
Т-904	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	1		Поверхность- 105 м2 Surface,m2		1.7	2.5	42-30	-60-300	1.687	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-111945 ккал/ч Duty,mm.kcal/hr	1		Мощность- 3 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
Т-905	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	1		Поверхность- 105 м2 Surface,m2		1.8	2.5	69-35	-60-300	1.687	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-23585.6 ккал/ч Duty,mm.kcal/hr	1		Мощность- 3 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
НП-901	Насос Pump	1.	1	Производительность- 1.25 м3/ч Capacity,m3/hr	Сталь углеродистая Carbon steel	2.9-3.0	4.0	35	-40-200	0.52	Центробежн. Centrifugal
	Электродвигатель Electric motor			Мощность- 3 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НЦ-981	Насос Pump	1	1	Производительность-5.0 м3/ч Capacity,m3/hr	Сталь углеродистая Carbon steel	140 м.ст.ж Head,m w.c.				0.213	Центробежный Герметичный Centrifugal Canned
	Электродвигатель Electric motor			Мощность- 8 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		2.1	2.7	0-35	-40-200		

Промежуточные аварийно-технологические резервуары объемом 600 м3 с насосной.

Entermediate process emergency tanks of volume V=600 m3 with pump station.

Е-250	Емкость для ЦФУ Broad-cut tank	6		Объем-100 м3 Volume,m3 Диаметр-3.0 м Diameter,m Длина-14.884 м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	1.2	1.0	0-35	-60-200	23.86	
Е-252	Емкость дренажная Drain tank	1		Объем-12.5 м3 Volume,m3 Диаметр-1.6 м Diameter,m Длина-6.400 м Length,m		0.45	2.0	0-30	-40-200	4.27	

КОНТРАКТ №2435

Лист

Окончание табл.1
Table 1 End

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
С-258	Сепаратор факельный Flare separator	1		Объем- 4.0 м3 Volume,m3 Диаметр-1.0 м Diameter,m Длина- 6.87 м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	0.05	0.6	-30-200	-60-300	2.15	
Е-253	Воздухосборник Air receiver	1		Объем- 6.3 м3 Volume,m3 Диаметр-1.4 м Diameter,m		0.6	0.785	0-30	-60-100	1.365	
НЦ-250	Насос для ШФУ Broad-cut pump Электродвигатель Electric motor	1		Производительность-40-50 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-90 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь углеродистая Carbon steel	370 м.ст.ж Head,m w.c. Напор	10-30	-40-200		3.22	Нефтяной Центробежный Oil Centrifugal

2.6 СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ. EQUIPMENT DATA SHEET

Таблица 2 TABLE 2

НИПИгазпереработка
NIPIgaspererabotka

ТАРАСОВСКИЙ ГПЗ I ОЧЕРЕДЬ
TARASOVSKY GPP 1 st STAGE

КОНТРАКТ № 2435
CONTRACT

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
EQUIPMENT DATA SHEET

НОМЕР ПОЗИЦИИ ITEM №	НАИМЕНОВАНИЕ DESCRIPTION	КОЛИЧЕСТВО QUANTITY раб. operating	КОЛИЧЕСТВО QUANTITY рез. stand-by	ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ TECHNICAL DATA	МАТЕРИАЛ MATERIAL	Давление, МПа PRESSURE, MPa раб. operating	Давление, МПа PRESSURE, MPa расч. design	Температура, С TEMPERATURE, C раб. operating	Температура, С TEMPERATURE, C расч. design	Вес ед. оборуд., т EQUIPMENT piece weigt, t	ПРИМЕЧ. NOTES
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Здание холодильной компрессорной и дожимной компрессорной.НТК с турбодетандером. Наружное оборудование ХКС и ДКС. Refrigeration compressor and booster compressor building.LTC with turboexpand er. Outside equipment of RCS and BCS.											
КЦ-102	Компрессор Compressor Электродвигатель Motor	2	1	Производительность -1400-1800м3/мин Capacity, m3/min Мощность -12500квт Power,kW Напряжение-10000В Voltage,V		вс/наг 1.6/7.45 suct./disch.		30-35		58.6	Центробежный Centrifugal.
КЦ-501	Агрегат турбокомпрессорный пропановыйв сборе Propane turbocompressor assembly	2		Холодопроизводительность -6970 квт Cooling capacity,kW		изотерма-30 isotherm				57.4	

КОНТРАКТ № 2435

Лист

637

Продолжение табл.2

Table 2.Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Электродвигатель Motor			Мощность - 6300квт Power,kW Напряжение - 10000В Voltage,V							
ТДА-301	Турбодетандер Turboexpander	2		Производительность - 2.84м/мин Capacity,m/min		i/o вх/вых 3.2/1.62 1.54/1.7		i/o вх/вых -45/-70 25/30-35		18.0	
	Компрессор Compressor										
К-301	Деметанизатор Demethanizer	3		Диаметр - 2.0м Diameter,m Высота - 20.0м Height,m	нержав. s.s.	1.6-1.65	2.5	-70-(-53)	-80-20	25.0	Тарелки ситчатые 10шт. sieve trays 10pcs
К-302	Деэтанизатор Deethanizer	1		Диаметр - 2.0м/3.0м Diameter,m Высота - 41.2м Height,m	ст.низ-колигир. Low alloy steel	2.95	3.6	-27-87	-60-100	190	-"- 42шт. 42pcs
С-104	Сепаратор Separator	2	1	Объем - 20м3 Volume,m3 Диаметр - 2.6м Diameter,m Высота - 6.73м Height,m	-"-	1.7	4.0	30-35	--"--	15.0	
С-105	Сепаратор Separator	2	1	Объем - 25м3 Volume,m3	-"-	7.45	8.0	45	--"--	31.0	

Продолжение табл.2

Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Диаметр - 2.4м Diameter,m Высота - 7.2м Height,m							
С-301	Сепаратор Separator	1		Объем - 100м3 Volume,m3 Диаметр - 3.0м Diameter,m Высота - 15.575м Height,m	ст.низко-лигиров. Low alloy steel	3.2	4.0	-45	-60-100	56.58	
С-302	Емкость-барбатер Bubbler drum	1		Диаметр - 1.2м. Diameter,m Высота - 4.6м Height,m	-"-	3.7	4.5	35	--"--	3.2	
Е-301	Емкость-рефлюксная Reflux drum	1		Объем - 16м3 Volume,m3 Диаметр - 2.0м Diameter,m Длина - 6.01м Length,m	-"-	2.85	4.0	-15	-60-70	9.41	
Е-305	Емкость-дренажная Drain tank	1		Объем - 25м3 Height,m Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 5.0м Length,m	-"-	0.45	0.0	-15-60	100	4.9	

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Е-306	Емкость-дренажная с погружным насосом Drain tank with immersible pump	1		Объем Volume,m3 - 25м3 Диаметр Diameter,m - 2.4м Длина Length,m - 4.826м	ст.низ-колигир. Low alloy steel	атм. atm.	0.07	10-30	100	4.87	
Е-308	Емкость Tank	1		Объем Volume,m3 - 4м3 Диаметр Diameter,m - 1.2м Длина Length,m - 3.705м	-"-	0.085	2.5	-40-30	-60-200	2.15	
Е-309	Емкость подземная дренажная Underground drain tank	1		Объем Volume,m3 - 12.5м3 Диаметр Diameter,m - 2.0м Длина Length,m - 6.400м	-"-	0.45	0.7	30-80	-60-100	3.80	
Е-310	Емкость Tank	1		Объем Volume,m3 - 2.5м3 Диаметр Volume,m3 - 1.2м Длина Length,m - 2.2м	-"-	атм. atm.	атм. atm.	10-25	--"--	1.2	

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-501	Ресивер дренажный Drain receiver	2		Объем - 50м3 Volume,m3 Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 11.15м Length,m	ст.низ-колигир. low alloy steel	1.4	2.5	40	-60-200	15.52	
E-502	Ресивер дренажный Drain receiver	3		Объем - 50м3 Volume,m3 Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 11.15м Length,m	-"-	1.4	2.5	40	-60-200	15.52	
E-503	Отделитель жидкости Liguid separator	3		Объем - 40м3 Volume,m3 Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 10.56м Length,m	-"-	0.245	2.0	-38	100	14.82	
E-503A	Испаритель Evaporator	3		Поверхность - 40м2 Surface,m2 Диаметр - 0.5м/0.8м Diameter,m Длина - 4.07м Length,m	-"-	тр./мтр. 0.9/ 0.0245 tube/shell side	тр./мтр. 2.0/ 1.6 tube/shell side	тр./мтр. 5/-38 tube/shell side	тр./мтр. -60-150/ 150 tube/shell side	2.0	

КОНТРАКТ № - 2435

Kbcn

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-504	Испаритель Evaporator	3		Поверхность - 359м2 Surface,m2 Диаметр - 1.0м/1.6м Diameter,m Длина - 7.445м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	тр./мтр. 1.4/ 0.307 tube/shell side	2.0/ 1.6 side	тр./мтр. 40-5/-5 tube/shell side	-"-	11.6	
E-505	Емкость масла Oil tank	1		Объем - 5м3 Volume,m3 Диаметр - 1.900м Diameter,m Длина - 2.030м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	атм. 0.04 atm.		10-30	-60-90	1.0	
E-507	Емкость дренажная Drain tank	1		Объем - 12.5м3 Volume,m3 Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 10.56м	Сталь низколигированная Low alloy steel	1.4	2.0	-30-70	-40-100	4.71	
Ф-501	Фильтр Filter	1		Поверхность - 0.96м2 Surface,m2 Диаметр - 0.273м Diameter,m Высота - 2.1м Height,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	1.4	2.0	40	-60-100	0.22	

КОНТРАКТ № - 2435

Kbcn

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-104	Блок аппаратов воз-душного охлаждения Block of air coolers	1		Поверхность -64125м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - 7.23 Duty,M.M.kcal/hr	ст.низ-колигир. low alloy steel	0.4	0.96	30-40	-60-100	28.1	
	Электродвигатель Motor	90		Мощность - 7.5квт Power,kw Напряжение - 380В Voltage,V							
Т-105	Блок аппаратов воз-душного охлаждения Block of air coolers	2	1	Поверхность - 4640м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - 1.55 Duty,M.M.kcal/hr	-"-	0.6	0.71	60-40	--"--	26.8	
	Электродвигатель Motor	12	6	Мощность - 7.5квт Power,kw Напряжение - 380В Voltage,V							
Т-106	Блок аппаратов воз-душного охлаждения Block of air coolers	2	1	Поверхность - 6990м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - *4.89,**4.82 Duty,M.M.kcal/hr	-"-	7.47	8.4	120-45	-60-200	35.3	
	Электродвигатель Motor	24	12	Мощность - 7.5квт Power,kw Напряжение - 380В Voltage,V							
Т-108	Теплообменник Heat exchanger	4	2	Поверхность -875м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - 0.775 Duty,M.M.kcal/hr	-"-	tube/shell side side тр./мтр. 0.7/	1.0/	tube/shell side side тр./мтр. 150-100/ 0-120	tube/shell side side тр./мтр. 200/200	27.95	

КОНТРАКТ № - 2435

Kbcn

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Диаметр - 1.2 м Diameter,m Длина -10.875м Length,m							
Т-301	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка,млн.ккал/час - *1.833,**1.533 Duty,M.M.kcal/hr	3		Поверхность -1370м2 Surface,m2 Диаметр Diameter,m Длина -11.69м Length,m	ст.низ-колигиров. low alloy steel	тр./мтр. 3.27/ 4.1/ tube/shell side side	тр./мтр. 35-6/ 5-25 tube/shell side side	тр./мтр. -68-100 tube/shell side side	42.5		
Т-302	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка,млн.ккал/час - *1.6,**1.12 Duty,M.M.kcal/hr	4		Поверхность -400м2 Surface,m2 Диаметр - 1.44м Diameter,m Высота -2.36м Height,m	нержав. s. s.	3.28/ 4.0 3.3	35-(39)/ -53-25	-100-200	9.899	Пластинч. Plate	
Т-303	Испаритель Evaporator Нагрузка,млн.ккал/час - 5.77 Duty,M.M.kcal/hr	1		Поверхность -1482м2 Surface,m2 Диаметр - 1.6м/2.2м Diameter,m Длина -12.07м Length,m	ст.низ-колигир. low alloy steel	тр./мтр. 3.3/ 4.0/ 0.0245 1.6 tube/shell side side	тр./мтр. 6-(30)/ -38 tube/shell side side	тр./мтр. -60-100 tube/shell side side	40		
Т-304	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка,млн.ккал/час - *1.09,**0.59 Duty,M.M.kcal/hr	4		Поверхность -400м2 Surface,m2	нержав. s. s.	3.23/ 4.0 1.6	-30-(-43)/ -70-(-23)	-100-200	9.899	Пластинч. Plate	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Диаметр - 1.44м Diameter,m Длина -12.07м Length,m							
Т-305	Испаритель Evaporator Нагрузка,млн.ккал/час - 0.4 Duty,M.M.kcal/hr	1		Поверхность -135м2 Surface,m2 Диаметр - 0.8м Diameter,m Длина -5.665м Length,m	нержав. s. s.	тр./мтр. 1.6/ 2.5 3.27 4.1 tube/shell side side		тр./мтр. 52-(-56)/ -39-(-43) tube/shell side side	тр./мтр. -80-100 tube/shell side side	4.7	
Т-307	Испаритель Evaporator Нагрузка,млн.ккал/час - *2.175,**0.53 Duty,M.M.kcal/hr	2		Поверхность -743м2 Surface,m2 Диаметр - 2.8м Diameter,m Длина -11.07м Length,m	ст.низ- колигир. low alloy steel	тр./мтр. 0.7/ 1.6/ 3.0 4.2 tube/shell side side		тр./мтр. 150-100/ 87-97 tube/shell side side	тр./мтр. 300/ -60-150 tube/shell side side	46	
Т-308	Испаритель Evaporator Нагрузка,млн.ккал/час - *3.4,**4.07 Duty,M.M.kcal/hr	1		Поверхность -1000м2 Surface,m2 Диаметр - 2.8м Diameter,m Длина -11.07м Length,m	-"-	тр./мтр. 2.87/ 4.0/ 0.0245 1.6 tube/shell side side		тр./мтр. 4-(15)/ -38 tube/shell side side	тр./мтр. 100/ -60-150 tube/shell side side	31.4	

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-309	Блок аппаратов воз-душного охлаждения Block of air coolers	1		Поверхность -8558м2 Surface,m2	ст.низ-колигир. low alloy steel	2.95	3.5	97-35	100-(-60)	37.5	
	Электродвигатель Motor	12		Мощность - 7.5квт Power,kW							
Нагрузка,млн.ккал/час - *1.6,**5.165 Duty,M.M.kcal/hr				Напряжение - 380В Voltage,V							
Т-312	Теплообменник Heat exchanger	1		Поверхность -271м2 Surface,m2	-"-	тр./мтр. 1.58/ 2.1/ 2.9 3.5 tube/shell side side		тр./мтр. -35-(-20)/ 4-(-5) tube/shell side side	тр./мтр. -60-100 tube/shell side side	8.2	
Нагрузка,млн.ккал/час - *1.62,**0.98 Duty,M.M.kcal/hr				Диаметр - 0.8м Diameter,m Длина -5.665м Length,m							
Т-313	Блок аппаратов воз-душного охлаждения Block of air coolers	1		Поверхность -25640м2 Surface,m2	-"-	3.25	4.00	10-(5)	-60-100	89.0	
	Электродвигатель Motor	24		Мощность - 5.5квт Power,kW							
Нагрузка,млн.ккал/час - *0.76,**4.25 Duty,M.M.kcal/hr				Напряжение - 380В Voltage,V							
Т-501	Блок аппаратов воз-душного охлаждения Block of air coolers	3		Поверхность -35730м2 Surface,m2	-"-	1.4	2.0	70-40	--"--	131.1	
Нагрузка,млн.ккал/час - 3.725 Duty,M.M.kcal/hr											

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Электродвигатель Motor	100		Мощность - 7.5квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V							
НЦ-105	Насос Pump Электродвигатель Motor	3	1	Производительность- -300-400м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 132квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	ст.уг- леродис. carbon steel		Напор 50м.ст.ж. m. of w. c. Head	40	-40-200	3.023	Центробеж. Centrifugal
НЦ-301	Насос Pump Электродвигатель Motor	2	1	Производительность- -120м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 160квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	нержав. s. s.		Напор 320м. m. of w. c. Head	-53	-80-200	4.373	-"-
НЦ-302	Насос Pump Электродвигатель Motor	1	1	Производительность- -121м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 45квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	ст.уг- леродис. carbon steel		Напор 50м. m. of w. c. Head	-15	-40-200	0.45	Герметич. Tight

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11.	12
НЦ-303	Насос Pump Электродвигатель Motor	1		Производительность- -150м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 45квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	ст.уг- леродис. cfrbon steel		50м.ст.ж. m.of w.c. Напор Head	35	-40-200	0.45	Герметич. Tight
НЦ-306	Насос(комплектно с Е-306) Pump(in complete with E-306) Электродвигатель Motor	1		Производительность- - 50м3/час Capacity,m3/hr Мощность -18.5квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	-"-		50м.ст.ж. m.of w.c. Напор Head	10-30	-"-	0.9	Погружной Immercible
НЦ-309	Насос(комплектно с Е-309) Pump(in complete with E- 309) Электродвигатель Motor	1		Производительность- - 50м3/час Capacity,m3/hr Мощность -18.5квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	-"-		-"-	-"-	-"-	-"-	-"-
НЦ-501	Насос Pump	1		Производительность- -12.5м3/час Capacity,m3/hr	-"-		-"-	40	-"-	0.185	Герметич. Tight

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НЦ-385	Насос Pump Электродвигатель Motor	1		Производительность - 0.8м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 4квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	ст.уг- леродис. carbon steel		6.3 Напор Head	35	-40-200	0.6	Поршневой Piston
НЦ-583	Насос Pump Электродвигатель Motor	1		Производительность - 0.25м3/час Capacity,m3/hr Мощность -0.75квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	-"-		2.5 Напор Head	10-30	-"-	0.0365	Поршневой Piston

Примечание: * - легкий состав
Notes light composition
** - тяжелый состав
heavy composition

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

649

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПЛОЩАДКА АВАРИЙНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЕМКОСТЕЙ AREA FOR PROCESS EMERGENCY TANKS											
С-1201	Сепаратор факельный Flare separator	1		Объем - 4м3 Volume,m3 Диаметр - 1.8м Diameter,m Длина - 6.87м Length,m	ст.низ-колигиров. low alloy steel	0.85	1.6	62	-60-200	2.15	
Е-1201	Емкость Tank	4		Объем - 50м3 Volume,m3 Диаметр - 1.8м Diameter,m Длина - 6.87м Length,m	-"-	3.1	4.0	-61-35	-60-100	24.0	
Е-1202	Емкость Tank	1		Объем - 12.5м3 Volume,m3 Диаметр - 1.8м Diameter,m Длина - 6.87м Length,m	-"-	0.45	2.0	-10-35	-"-	4.27	

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	УСТАНОВКА ПОЛУЧЕНИЯ ПРОПАНА ВЫСОКОЙ ЧИСТОТЫ HIGH PURITY PROPANE RECOVERY UNIT										
	Агрегат деэтанизатора в составе : Deethaniser unit consisting of										
К-901	Деэтанизатор Deethanizer	1		Диаметр - 0.325м Diameter,m Высота - 11.45м Height,m	ст.низ-колигир. low alloyed steel	1.84	2.3	13-87	-60-100	4.15	Колонна насадочная Packed column
Т-901	Испаритель Evaporator	1		Поверхность - 25м2 Surface,m2 Диаметр - 0.5м/0.8м Diameter,m	-"-	tube/shell тр./мтр. 0.6/ 1.84	tube/shell тр./мтр. 2.0/ 2.0	75-115/ 87	200		
	Нагрузка,млн.ккал/час - 0.11 Duty,M.M.kcal/hr										

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Длина -4.715м Length,m							
Т-902	Испаритель Evaporator	1		Поверхность - 8м2 Surface,m2	ст.низ-колигир.	тр./мтр.		тр./мтр.			
Нагрузка,млн.ккал/час - 0.0276 Duty,M.M.kcal/hr				Высота - 2.005м Height,m	0.18/ 0.0245 low alloy steel	2.3/ 2.3 tube/shell		20-13/ -30 tube/shell	150		
	Агрегат пропановой колонны в составе: Propane column unit, consisting										
К-902	Пропановая колонна Propane column	1		Диаметр - 0.5м Diameter,m Высота - 11.31м Height,m	-"-	1.58	2.3	38-76	-60-110	7.15	Колонна насадочная Packed column
Т-903	Испаритель Evaporator	1		Поверхность - 90м2 Surface,m2	-"-	tube/shell тр./мтр. 0.6/ 1.58	2.3/ 2.3	tube/shell тр./мтр. 115-75/ 76	-60 100		
Нагрузка,млн.ккал/час - 0.051 Duty,M.M.kcal/hr				Диаметр - 1.0м Diameter,m Длина - 7.99м Length,m							
Т-904	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	1		Поверхность - 325м2 Surface,m2	-"-	1.56	2.5	49-30	-60-300	4.25	Малопоточ. Low flow
				Нагрузка,млн.ккал/час - 0.112 Duty,M.M.kcal/hr							
	Электродвигатель Motor	1		Мощность - 3квт Power,kW							

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2.Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Напряжение -380В Voltage,V							
Т-905	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	1		Поверхность - 220м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - 0.0236 Duty,M.M.kcal/hr	ст.низ-колигир.	1.50	2.5	06-35	-60-300	3.17	Малопоточ. Low flow
	Электродвигатель Motor	1		Мощность - 3квт Power,kw Напряжение -380В Voltage,V	Low alloyed steel						
Е-901	Емкость рефлюксная Reflux drum	1		Объем - 4.0м3 Volume,m3 Диаметр - 1.2 м Diameter,m Длина -3.71 6м Length,m	-"-	1.55	-"-	30	-60-200	2.1	
Е-902	Емкость пропана Propane tank	2		Объем - 50м3 Volume,m3 Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 11.06м Length,m	-"-	-"-	-"-	-"-	-"-	15.52	
Е-903	Емкость подземная дренажная Underground drainage tank	2		Объем - 12.5м3 Volume,m3 Диаметр - 1.6м Diameter,m	-"-	0.45	2.0	0-35	100	4.27	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Длина - 6.400м Length,m							
НЦ-901	Насос Pump Электродигатель Motor	2		Производительность - 12.5м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 4квт Power,kW Напряжение - 380 В Voltage,V	ст.углеродис. carbon steel		50м.ст.ж. 38 m. of liguid column Напор Head		-40-200	0.185	Герметич. Sealed
НЦ-902	Насос Pump Электродигатель Motor	2		Производительность - 12.5м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 4квт Power,kW Напряжение - 380 В Voltage,V	-"-		-"-	-"-	-"-	-"-	-"-
НП-901	Насос Pump Электродигатель Motor	2		Производительность - 2.5м3/час Capacity,m3/hr Мощность -5.5квт Power,kW Напряжение - 380 В Voltage,V	-"-		4.0 Напор Head	35	-48	3.46	Плунжерн. Plunger

2.6 СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ. EQUIPMENT DATA SHEET

Таблица 2 TABLE 2

НИПИгазпереработка NIPIgaspererabotka

ТАРАСОВСКИЙ ГПЗ I ОЧЕРЕДЬ
TARASOVSKY GPP 1 st STAGE

КОНТРАКТ № 2435
CONTRACT

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
EQUIPMENT DATA SHEET

НОМЕР ПОЗИЦИИ ITEM №	НАИМЕНОВАНИЕ DESCRIPTION	КОЛИЧЕСТВО QUANTITY раб. operating	рез. stand-by	ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ TECHNICAL DATA	МАТЕРИАЛ MATERIAL	Давление, МПа PRESSURE, MPa раб. operating	расч. design	Температура, С TEMPERATURE, C раб. operating	расч. design	Вес ед. оборуд., т EQUIPMENT piece weigt, t	ПРИМЕЧ. NOTES
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Компрессорная сырого газа с наружным оборудованием. Отделение осушки. Raw gas compressor station with outdoor equipment. Dehydration section.										
КЦ-101	Компрессор Compressor	4	1	Производительность -1250м3/мин Capacity, m3/min		вс/наг 0.157/3.63 suct./disch.		0-15	0-15	127.5	Центробеж. Centrifugal.
	Электродвигатель Motor			Мощность -12500квт Power,kW Напряжение-10000В Voltage,V							
КВ-201	Компрессор газа регенерации Regeneration gas compressor	2		Производительность - 10м3/мин Capacity,m3/min		suct./disch. вс/наг 2.6/3.7		45		19.85	Винтовой Screw

КОНТРАКТ № 2435

Лист

Продолжение табл.2

Tablt 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Электродвигатель motor			Мощность -800квт Power,kw Напряжение-10000В Voltage,V							
К-201	Адсорбер для газа Gas adsorber	6		Диаметр - 2.6м Diameter,m	Сталь низколигированная Low-alloyed steel	3.4	4.0	35-300	-60-300	30.5	Насадочная Packed
К-202	Адсорбер для жидкости Liquid adsorber	4		Диаметр -2.0м Diameter,m		3.5	4.4	-"-	-"-	16.0	-"-
С-101	Фильтр-сепаратор Filter-separator	4	1	Диаметр - 1.6м Diameter,m Длина - 7.85м Length,m Объем - 17м3 Volume,m3		1.0	0.8	0-15	-60-100	8.5	
С-102	Сепаратор Separator	4	1	Диаметр - 2.6м Diameter,m Высота - 6.49м Height,m Объем - 20м3 Volume,m3		0.84	1.6	45	-60-200	0.57	
С-103	Сепаратор Separator	4	1	Диаметр - 2.0м Diameter,m Высота - 6.62м Height,m		3.55	4.4	35	-"-	10.5	

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Объем - 16м3 Volume,m							
C-201	Сепаратор Separator	1		Диаметр - 1.2м Diameter,m Высота - 3.4м Height,m Объем - 4.0м3 Volume,m	Low-alloyed steel Сталь низколигированная	2.7-2.9	4.0	35	-30-100	3.6	
C-202	Сепаратор Separator	1		Диаметр - 0.8м Diameter,m Высота - 3.745м Height,m Объем - 1.6м3 Volume,m		0.55	1.6	15-35	-"-	1.15	
C-203	Сепаратор Separator	1		Диаметр - 1.2м Diameter,m Высота - 3.4м Height,m Объем - 4.0м3 Volume,m		3.62	4.0	35	-"-	3.6	
E-101	Разделительная емкость Separating tank	2		Диаметр - 1.4м Diameter,m Длина - 8.0м Length,m Объем - 9.45м3 Volume,m		0.1	1.0	0-15	-60-200	3.98	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2

Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-102	Емкость Tank	1		Диаметр - 2.0м Diameter,m Длина - 6.5м Length,m Объем - 20м3 Volume,m3	Сталь низколигированная Low-alloyed steel	0.1	1.0	0-15	-60-200	5.2	
E-104	Разделитель Three-phase separator	1		Диаметр - 3.0м Diameter,m Длина - 11.32м Length,m Объем - 65м3 Volume,m3		3.2	4.0	35	-60-100	45	
E-106	Емкость дренажная с погружным насосом Drainage tank with submersible pump	1		Диаметр - 2.0м Diameter,m Длина - 4.20м Length,m Объем - 12.5м3 Volume,m3		атм. atm.	атм. atm.	20-40	-30-100	3.92	
	Насос Pump			Производительность - 50м3/час Capacity,m3/hr			Head Напор 50м. ст.ж. Liq. column				
	Электродвигатель Motor			Мощность - 10.8квт Power,kW							
E-108	Емкость подземная Underground tank	1		Диаметр - 1.6м Diameter,m	Сталь низколигированная Low-alloyed steel	0.45	2.0	10-35	-40-100	4.27	

Продолжение табл.2
Table 2 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Длина - 1.6м Length,m Объем - 12.5м3 Volume,m3	Сталь низколигированная Low alloyed steel						
E-109	Емкость Tank	1		Диаметр - 2.768м Diameter,m Длина - 2.038м Length,m Объем - 5м3 Volume,m3		атм. atm.	0.04	10-35	-60-90	0.73	
E-110	Емкость Tank	1		Диаметр - 2.768м. Diameter,m Длина - 4.298м Length,m Объем - 25м3 Volume,m3		амт. atm.	0.04	-"-	-"-	1.8	
E-201	Емкость подземная дренажная Underground drainage tank	1		Диаметр - 1.6м Diameter,m Длина - 6.408м Length,m Объем -12.5м3 Volume,m3	Сталь низколигированная Low alloyed steel	0.55	2.0	35-45	-40-100	4.27	
E-202	Емкость подземная дренажная Underground drainage tank	1		Диаметр - 1.6м Diameter,m Длина - 6.408м Length,m		0.55	2.0	60-120	-"-	4.27	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Объем - 12.5м3 Volume,m3							
Т-101	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	4	1	Поверхность - 12760м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - 0.86 Duty,M.M.kcal/hr	Сталь низколигированная Low alloyed steel	0.55	0.72	60-45	-60-100	59.0	
	Электродвигатель Motor	48	12	Мощность - 7.5квт Power,kW							
Т-102	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	4	1	Поверхность - 13970м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/ч - *6.112,**7.733 Duty,M.M.kcal/hr	Сталь низколигированная Low alloyed steel	0.85	1.0	190-45	-60-200	53.0	
	Электродвигатель Motor	48	12	Мощность - 5.5квт Power,kW							
Т-103	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	4	1	Поверхность - 13980м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/ч - *6.112,**7.733 Duty,M.M.kcal/hr		3.58	4.12	200-45	-"-	65.1	
	Электродвигатель	72	18	Мощность - 7.5квт Power,kW							
Т-107	Теплообменник Heat exchanger	8	2	Поверхность - 1393м2 Surface,m2 Диаметр - 1.4м Diameter,m Длина - 10.85м Length,m	Сталь низколигированная Low alloyed steel	тр/мтр 1.6/ 3.6 tube/shell	тр/мт 1.6/ 4.0	тр/мтр 120-60/ 190-100 tube/shell	тр/мтр -60-150/ 200	29.5	

Нагрузка,млн.ккал/час - 0.86
Duty,M.M.kcal/hr

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2

Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Высота - 1.88м Height,m	Сталь низколигиров. Low alloyed steel						
Т-189	Теплообменник Heat exchanger	4	1	Поверхность - 38м2 Surface,m2 Диаметр - 0.53м Diameter,m Нагрузка,млн.ккал/час - *4.02,**4.97 Duty,M.M.kcal/hr		тр/мтр 0.5/ 1.0 tube/shell	тр/мтр 2.5/ 2.5	тр/мтр 120-70/ 10-45 tube/shell	тр/мтр -40-100/ 150 tube/shell	1.9	
Т-282	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	1		Поверхность - 6390м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - *4.02,**4.97 Duty,M.M.kcal/hr	нерж. S.S.	2.94	4.0	270-35	-60-350	36.15	
	Электродвигатель Motor	9		Мощность - 5.5квт Power,kW							
Т-283	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	2		Поверхность - 2600м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - *0.0, **0.94 Duty,.kcal/hr		3.65	4.32	100-35	-60-120	14.0	
	Электродвигатель Motor	6		Мощность - 7.5квт Power,kW	Сталь низколигиров. Low alloyed steel						
Ф-201	Фильтр-пылеуловитель Dust-catcher filter	1	1	Объем - 0.2м3 Volume,m3 Диаметр - 1.4м Diameter,m Высота - 6.005м Height,m		3.35	4.0	35	--"--	8.1	
Ф-202, 203	Фильтр- пылеуловитель Dust-catcher filter	2	2	Объем -1.4м3 Volume,m3	-"-	3.0-3.20	4.2	35-300	-60-300	2.5	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Диаметр - 0.8м Diameter,m Длина - 3.5м Length,m	Сталь низколигированная Low alloyed steel						
Ф-204	Фильтр Filter	1	1	Диаметр - 0.377м Diameter,m Высота - 2.2м Height,m		3.4	4.2	35	-60-100	0.56	
НП-101	Насос Pump	1	1	Производительность - 6.3м3/час Capacity,m3/hr	ст.углеродистая carbon steel		Напор 1.0 Head	0-15	-40-200	0.1125	Шестеренчатый gear
	Электродвигатель Motor			Мощность - 4.0квт Power,kW							
НП-103	Насос Pump	1		Производительность - 4,0м3/час Capacity,m3/hr			Напор 0.4 Head	10-35	-"-	0.081	-"-
	Электродвигатель Motor			Мощность - 2.2квт Power,kW	Сталь низколигированная Low alloyed steel						
НП-104	Насос Pump	1		Производительность - 4.0м3/час Capacity,m3/hr			Напор 0.4 Head	10-35	-"-	0.081	-"-
	Электродвигатель Motor			Мощность - 2.2квт Power,kW							

Продолжение табл.2

Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НП-105	Насос Pump	5	1	Производительность - 16л/час Capacity,l/hr	ст.углеродистая carbon steel		6.3 Напор Head	10-35	-40-200	0.047	Дозировочный Proportion
	Мотор-редуктор Reduction motor			Мощность - 0.25квт Power,kW							
НЦ-104	Насос Pump	2	1	Производительность - 50.0м3/час Capacity,m3/hr	-"-		Напор 80м. ст.ж. Liq.column Head	35	-"-	0.32	Герметич. Tight
	Электродвигатель Motor			Мощность - 30.0квт Power,kW							
П-201	Печь Heater										
	Змеевик цилиндрической вертикальной печи Coil of cylindrik vertical heater	1		Теплопроизводительность -4.94-5.20 10^6 Вт Heating capacity	Сталь низколигированная	3.2 Low alloyed steel	4.8	50/300		35.74	
	Горелка газомазутная инжекторная Injector fuel oil-gas burner	2								0.030	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

663

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	НЕФТЕКОНДЕНСАТООТДЕЛИТЕЛИ OIL/CONDENSATE SEPAR ATORS										
С - 1	Сепаратор-пробко-уловитель Separator–slug catcher	3		Диаметр - 3.0м Diameter,m Длина - 15.18м Length,m	Сталь низколигированная Low alloyed steel	0.12	0.6	0-15	-60-100	31.5	
Е - 1	Емкость Tank	1		Объем - 100м3 Диаметр - 3.0м Diameter,m Длина - 14.17м Length,m		0.1-1.0	4.0	-"-	-"-	47.0	

Примечание: * - легкий состав
Notes light composition
** - тяжелый состав
heavy composition

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

2.8. Состояние действующих объектов. Срок ввода в эксплуатацию, проектная и фактическая производительность

По состоянию на 1.01.93 г. в ПО "Пурнефтегаз" в эксплуатации находились следующие объекты использования газа:

Характеристика существующих объектов использования газа:

Таблица 2.8

Объекты	Производительность		Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Протяженность, км	Давление, МПа		Год ввода
	проект.	фактич.				Рнач	Ркон	
I.Губкинский ГПЗ								
1 оч.в объеме компримирования	1070							1989
2 оч.в объеме компримирования	1070							
II.Межпромысловые газопроводы низкого давления								
1. Ново-Пурпейское - Барсуковское			530	8	9.6	5.02	4.7	1988
2. Тарасовский ЦПС-Губкинский ГПЗ			1020	10	64.0	6.0	2.5	1988
3. Барсуковское - т.1			720	8	28.6	4.57	4.03	1989
4. т.1 - Губкинский ГПЗ			820	8	23.2	4.03	2.5	1989
5. Комсомольское - т.1			426	6	1.0	4.61	4.03	1989
6. Верхне-Пурпейское - Барсуковское			426	6	16	5.27	5.08	1989
7. ДНС-2 - Барсуковского - Комсомольское			720	8	45.3	5.76	4.03	1989
8. Комсомольское - Губкинский ГПЗ			720	8	23.8	4.03	2.50	1989
9. Усть-Харампурское - Тарасовский ГПЗ			426	6	38.9	7.00	2.20	1990
10. Западно-Пурпейское - Барсуковское			325	5	26.5	5.30	4.57	1992
Итого:					276.5			
III. Газосборные сети								
1. Ново-Пурпейское, всего					13.0			
в том числе:								
ДНС 1 - т.1			426	7	5.6	5.48	5.02	1989
ДНС 2 - т.1			325	6	6.2	5.47	5.02	1989
2. Тарасовское, всего					46.2			
в том числе:								
ДНС 2 - т.1 1н			426	7	1.1	6.80	5.82	1989
т.1 - т.2			1020	10	2.5	5.82	5.70	1989
т.2 - т.3			1020	10	7.5	5.70	5.02	1989
т.3 - т.5			1020	10	2.3	5.02	4.40	1989
ДНС 2 - т.1 2н			426	7	1.1	6.80	5.82	1990
т.5 - ГПЗ			1020	10	5.6	4.40	2.20	1990
ДНС 3 - т.2			530	8	9.0	7.24	5.70	1990
ДНС 1 - т.4			1020	10	0.3	5.06	5.05	1989
ЦПС - т.4			1020	10	0.9	5.79	5.06	1989
т.4 - т.3			1020	10	1.0	5.06	5.02	1989
т.5 - ГПЗ			530	8	5.6	4.40	2.20	1990
ДНС 4 - т.1			325	6	9.3	6.66	5.82	1992

Продолжение таблицы 2.8

Объекты	Производительность		Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Протяженность, км	Давление, МПа		Год ввода
	проект.	фактич.				Рнач	Ркон	
3. Барсуковское, всего					44.4			
т.3 - т.4 1н			530	8	4.5	4.58	3.87	1990
2н			530	8	4.5	4.58	3.87	1990
т.4 - т.5 1н			720	8	7.0	3.87	3.10	1990
2н			720	8	7.0	3.87	3.10	1990
т.5 - КС 1н			720	8	5.9	3.10	2.50	1990
2н			720	8	5.9	3.10	2.50	1990
УПСВ - т.8			89	4	0.3	4.32	4.31	1990
т.8 - т.4			530	8	1.1	4.31	3.87	1990
ДНС 1 - т.8			530	8	0.2	4.38	4.31	1990
ДНС 2 - т.1			426	7	0.8	5.76	5.62	1990
т.1 - т.3 1н			325	6	7.2	5.62	4.58	1990
Итого:					130.6			
IV. Газопроводы высокого давления								
1. Губкинский ГПЗ - врезка в газопровод Упренгой-Челябинск								
1 нитка		2140	530	8	21	75	70	1989
2 нитка		2140	530	8	21			1991
2. Барсуковская КС - Муравленковский ГПЗ (не эксплуатируется из-за отсутствия КС)		900	1020 530	10 8	18 115	75 15	66 0.4	недостроен 1991

3. НОВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

Для решения вопросов использования ресурсов нефтяного газа на месторождениях ПО "Пурнефтегаз" необходимо строительство целого ряда объектов.

Все эти объекты вошли в состав "Программы полного использования ресурсов нефтяного газа месторождений Западной Сибири на период 1993-1996 года, утвержденной в октябре 1992 года Черномырдиным В.С."

А часть из предусмотренных строительством объектов уже начата строительством, но из-за отсутствия средств строительство прекращено. К таким объектам относятся Губкинский ГПЗ 3-4 очереди, Тарасовский ГПЗ, Харампурская КС с напорным газопроводом, Барсуковская КС, компрессорные для газа концевых ступеней сепарации и др.

Кроме того из-за отсутствия продуктопровода не строятся технологические линии Губкинского ГПЗ.

В таблице 3.1 приведен перечень объектов использования ресурсов нефтяного газа месторождений ПО"Пурнефтегаз", которые необходимо построить до 1998 года.

Ввод объектов дан с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и наличия ресурсов нефтяного газа.

Таблица 3.1

Предлагаемый ввод новых мощностей по использованию ресурсов нефтяного газа месторождений ПО"Пурнефтегаз".

Показатели	Мощность,млн.м3 Протяженность,км	Необходимый год ввода
Газоперерабатывающие заводы:		
Губкинский N 2		
1 оч. переработка	1070	1993
2 оч. переработка	1070	1994
Губкинский N 3-4		
3 оч.компримирование	1070	1994
3 оч.переработка	1070	1995
4 оч.компримирование	1070	1995
4 оч.переработка	1070	1996
Тарасовский		
1 оч.компримирование + переработка	2140	1995
2 оч.переработка	2140	1997
Компрессорные станции для транспорта газа 1 ступени сепарации		
- Харампурская	2000	1995
- КС на Вост.Таркосалинской группе месторождений	1500	1996
- Сев.Губкинская	2000	1996
- КС на Часельской группе месторождений	500	1997
Компрессорные станции для транспорта газа концевых ступеней сепарации		
- Харампурская на ЦПС		
1 оч.	50	1994
2 оч.	50	1996

продолжение таблицы 3.1

Показатели	Мощность,млн.м3 Протяженность,км	Необходимый год ввода
- Тарасовская на ЦПС	250	1993
- Губкинскская на ЦПС	25	1994
- Сев.Губкинская на ЦПС	50	1995
- Часельская	50	1997
- Вост.Таркосалинская	25	1998
Газопроводы высокого давления		
- Харампурская КС - Губкинский ГПЗ	186.4	1994
о 720	120	
о 530	66.4	
- КС на Вост.Таркосалинской группе м-ний - Тарасовский ГПЗ		
о 720	165	1996
- Сев.Губкинская КС - Губкинский ГПЗ		
о 720	100	1996
- КС на Часельской группе м-ний - Тарасовский ГПЗ		
о 530	230	1997
Газопроводы отбензиненного газа		
- Губкинский ГПЗ врезка в г-д Уренгой-Челябинск		
2 нитка, о 530	18	1993
- Тарасовский ГПЗ врезка в г-д Уренгой-Челябинск		
о 720	45	1995
Продуктопроводы		
- Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ		
о 530	861	1994
- Тарасовский ГПЗ - Губкинский ГПЗ		
о 530	65	1995

668

продолжение таблицы 3.1

Показатели	Мощность,млн.м3 Протяженность,км	Необходимый год ввода
	Межпромысловые газопроводы	
о 159	48	1997
- " -	29	1999
о 219	30	1998
- " -	109	2000
о 273	25	1994
- " -	46	1999
о 325	20	1995
- " -	29	1997
- " -	20	2000
о 426	25	1998
- " -	30	2000
о 530	33	1995
о 720	22,5	1994
- " -	60	2000
о 1020	41	1994

4. ТОВАРНАЯ ПРОДУКЦИЯ С ГПЗ ПУРОВСКОГО РАЙОНА

Потребителями попутного газа на месторождениях ПО "Пурнефтегаз" являются котельные ДНС, ЦПС, печи установок предварительного сброса воды (УПСВ), а также часть газа в сыром виде подается на собственные нужды поселка Губкинский.

Товарная продукция - отбензиненный газ, после ГПЗ подается в магистральный газопровод Уренгой-Челябинск. В период 1993-1998 гг. в магистральный газопровод Уренгой-Челябинск с ГПЗ Пуровского района объемы подачи сухого отбензиненного газа по годам могут составить:

млн.м3

1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.
2403	2510	3051	5325	6261	6665
в том числе:					
- с Губкинского ГПЗ					
1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.
2403	2510	3051	3860	4554	3811
- с Тарасовского ГПЗ					
1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.
-	-	-	1465	1707	2854

В настоящее время из-за отсутствия продуктопровода и технолгической линии на I и II очередях Губкинский ГПЗ работает как компрессорная стнация.

Он принимает сырой нефтяной газ, сушит его и дожимает для подачи в магистральный газопровод Уренгой-Челябинск.

Фактический состав компримированного газа, подаваемого с Губкинского ГПЗ в магистральный газопровод Уренгой-Челябинск,приводится ниже:

		% весовые
CO2	-	0.57
N2	-	1.17
C1	-	73.27
C2	-	7.16
C3	-	8.1
изо-C4	-	2.89
н-C4	-	3.42
изо-C5	-	1.44
н-C5	-	1.03
C6+в	-	0.95
кг/м3	-	0.808
20		
C3+в,г/м3	-	144

В настоящее время на Губкинский ГПЗ подается в основном газ Комсомольского и первой ступени сепарации Тарасовского месторождений.

5. Экология

5.1. Тарасовский ГПЗ

5.1.1. Перечень выбросов в атмосферу

Площадка Тарасовского ГПЗ расположена в Пуровском районе Тюменской области, в 36км к юго-востоку от железнодорожной станции Пур-Пе.

В геоморфологическом отношении территория расположения ГПЗ представляет из себя поверхность ледниково-морской равнины. Рельеф равнины плоский, нерасчлененный с абсолютными отметками 60-70м.

Геологический разрез территории представлен средневерхнечетвертичными ледниково-морскими отложениями, которые зачастую перекрыты современными отложениями болот и пойм водотоков.

В гидрогеографическом отношении район размещения предприятия представляет собой водораздел I порядка между реками Пяку-Пур и Айваседа-Пур.

Гидрографическая сеть рассматриваемой территории принадлежит бассейну Карского моря и представлена большим количеством рек и речек с постоянным течением. Район расположения Тарасовского ГПЗ относится к водозабору реки Пяку-Пур. Характерной особенностью территории является большое распространение болот. В некоторых районах заболоченность достигает 70%. Заозерность водосбора р.Пяку-Пур составляет 12%, заболоченность 45%,залесенность 43%. С северо-западной стороны площадки ГПЗ берет начало ручей Агарка-Янганха, а в 5 км к юго-востоку протекает ручей Нензаяха.

Реки Ханзебейяха (приток р.Хинги-Яга), Нензаяха — рыбохозяйственные водоемы в которых обитают щука, язь, елец, плотва, окунь, ерш, налим. В устьевой части в весеннее время на заливной пойме происходит нерест вышеперечисленных рыб.

Сырьем Тарасовского ГПЗ является нефтяной газ месторождений ПО "Пурнефтегаз" объемом 2.14млрд.м3 - I очередь и столько же II - очередь, в настоящее время сжигаемой на факелах ПО "Пурнефтегаз". Главной целью строительства завода является максимальная утилизация этого газа т.к. сжигание попутного нефтяного газа на факелах из-за недостатка мощностей газоперерабатывающих заводов не только наносит ущерб экономике страны, но и огромный вред окружающей среде. В условиях Западной Сибири, природа которая характеризуется высокой чувствительностью к любому техногенному воздействию и низкой самоочищающей и самовосстанавливающей способностью, особое значение приобретает вопрос снижения негативного воздействия на окружающую природную среду топливно-энергетического комплекса.

Сырьем для завода будет служить нефтяной газ. Состав газа дан в технологической части отчета.

Готовой продукцией завода будет являться:

- сухой отбензиненный газ по ГОСТ 5542 - 84;
- широкая фракция легких углеводородов марки "А" по ТУ 38.101.524-83;
- пропан высокой чистоты.

Характеристика валовых выбросов ГПЗ по организованным и неорганизованным источникам по обеим очередям и на полное развитие завода приведена в табл. 5.1. Как видно из табл. 5.1 при вводе в действие I очереди ГПЗ в воздух будет выбрасываться 3515.915 т/г, II очереди — 2906.686 т/год и 6422.601 т/год вредных веществ при полном развитии. Повышение выбросов вредных веществ при работе I очереди ГПЗ объясняется тем, что в ее состав вошли общезаводские сооружения, предназначенные для обслуживания обеих очередей. Из табл. 5.1 видно, что в основном преобладают выбросы вредных веществ из организованных источников.

Выбросы из организованных источников составляют 3292 т/год при работе I очереди; 2769 т/год при работе II очереди и 6061 т/год при полном развитии ГПЗ. Количественно при работе I очереди преобладают выбросы такого загрязняющего вещества как окись углерода - 2535.93 т/год, основным источником выбросов которого являются факела, затем дымовые трубы котельной - 393.12 т/год и печей - 44.15 т/год (табл.5.2). Наиболее мощным источником выбросов окислов азота являются дымовые трубы котельной - 128.62 т/год. Выбросы углеводородов ряда С1 — С4 возникающие за счет неполного сгорания углеводородного газа на факелах относительно велики 241.68 т/год, но вещества эти малотоксичны и не представляют большой опасности для окружающей среды и здоровья людей.

Соотношение выбросов вредных веществ при работе II очереди примерно соответствует таковому для I очереди.

Выбросы таких высокотоксичных веществ, как метанол, одорант незначительны и составляют соответственно 0.32 т/г и 0.0067 т/г. Выбросы свинца от автомобильного транспорта также невелики и составляют 0.05 т/год.

Валовые выбросы вредных веществ от организованных и неорганизованных источников Тарасовского ГПЗ.

Таблица 5.1.

Наименование вредного вещества	Iочередь			IIочередь			Полное развитие		
	организованные источники,т/г	неорганизованные источ.,т/г	Итого т/год	организованные источники,т/г	неорганизованные источ.,т/г	Итого т/год	организованные источники,т/г	неорганизованные источ.т/г	Итого т /год
1.Углеводороды С1-С4	241.68	117.84	359.52	241.68	98.22	339.9	483.36	216.06	699.42
2.Углеводороды С5	7.56	34.99	42.55	7.56	22.71	30.27	15.12	57.71	72.82
3.Углеводороды С6+в	2.62	32.82	35.44	2.62	15.394	18.014	5.24	48.214	53.454
4.Этиленгликоль	--	1.132	1.132	--	1.132	1.132	--	2.264	2.264
5.Окислы азота	206.307	0.6	206.907	77.85	--	77.85	284.157	0.6	284.757
6.Окись углерода	2535.93	33.44	2569.37	2142.81	--	2142.81	4678.74	33.44	4712.18
7.Сажа	253.99	--	253.99	252.56	--	252.56	506.55	--	506.55
8.Метан	44.15	--	44.15	44.15	--	44.15	88.3	--	88.3
9.Метанол	--	0.32	0.32	--	--	--	--	0.32	0.32
10.Одорант	--	0.0067	0.0067	--	--	--	--	0.0067	0.0067
11.Свинец	--	0.05	0.05	--	--	--	--	0.05	0.05
12.Бензол	--	2.48	2.48	--	--	--	--	2.48	2.48
Итого:	3292.237	223.678	3515.915	2769.23	137.456	2906.686	6061.467	361.144	6422.601

Валовые выбросы вредных веществ от организованных источников Тарасовского ГПЗ.

Таблица 5.2.

Наименование вредного вещества	Iочередь			IIочередь			Полное развитие		
	Дымовые трубы печей,т/г	Котельные, т/год	Факела, т/год	Дымовые трубы печей,т/г	Котельные, т/год	Факела, т/год	Дымовые трубы печей,т/год	Котельные т/год	Факела, т/год
1.Углеводороды С1-С4	--	--	241.68	--	--	241.68	--	--	483.36
2.Углеводороды С5	--	--	7.56	--	--	7.56	--	--	15.12
3.Углеводороды С6+в	--	--	2.62	--	--	2.62	--	--	5.24
4.Окислы азота	61.09	128.52	16.76	61.09	--	16.76	122.18	128.52	33.52
5.Окись углерода	44.15	393.12	2098.66	44.15	--	2098.66	88.3	393.13	4197.32
6.Сажа	--	1.43	252.56	--	--	252.56	--	1.43	505.12
7.Метан	44.15	--	--	44.15	--	--	88.3	--	--

672

5.1.2. Характеристика водопользования Тарасовского ГПЗ

Водоснабжение Тарасовского ГПЗ осуществляется из 2х источников: подземного артезианского горизонта и водовода технической воды НГДУ "Тарасовнефть" от реки Пяку-Пур. Причем, на хозпитьевые нужды расходуется вода подземных артезианских горизонтов, а на производственные нужды — как вода подземных горизонтов, так и вода из водовода НГДУ "Тарасовнефть".

Ввиду применения в процессах переработки нефтяного газа современных технологических решений и оборудования (закрытых систем водооборота, применение воздушного и пропанового охлаждения) использование воды на основные технологические нужды сведено к минимуму. Основные объемы водопотребления приводятся в таблице 5.3 и расходы сточных вод в таблице 5.4.

Всвязи с минимальным потреблением питьевой и технической воды Тарасовский ГПЗ характеризуется крайне незначительными объемами отведения сточных вод, образующихся, в основном, в результате промывки и пропарки оборудования при ремонте; воды, поступающей с сырьем и др.

Образующиеся на предприятии сточные воды в зависимости от наличия в них загрязняющих веществ подвергаются очистке на сооружениях различного типа и поступают на повторное использование. Схема очистки сточных вод Тарасовского ГПЗ приводятся на рис. 5.1.

Характеристика очистных сооружений

Бытовые сточные воды самотечной сетью собираются в приемнике колодца катализационных насосных станций бытовых стоков, а затем откачиваются на очистные сооружения бытовых стоков, расположенных на площадке ГПЗ, где проходят полную биологическую очистку с доочисткой в песчаных фильтрах.

В состав очистных сооружений входят:

- здание производственно-вспомогательных служб, где установлены воздуходувки, электролизная установка для получения гипохлорита натрия для обеззараживания очищенных стоков;
- здание аэротенков, оборудованных аэрационным сооружением со вторичным отстойником и аэробным стабилизатором осадка;
- установка доочистки сточных вод на песчаных фильтрах;
- блок резервуаров, где происходит смешивание очищенных бытовых стоков с гипохлоритом натрия и их обеззараживание;
- иловые площадки, индивидуальной разработки с искусственным основанием.

Очищенные бытовые стоки, пройдя доочистку и обеззараживание, сбрасываются в самотечную сеть производственнодождевой канализации, а затем совместно с неочищенными производственными стоками откачиваются на ЦПС Тарасовского месторождения.

Бытовые сточные воды после очистных сооружений имеют следующую концентрацию загрязнений:

- БПКполн - 6-8 мг/л;
- Взвешенные вещества 4-6 мг/л.

Производственно-дождевые сточные воды собираются самотечной сетью в приемный резервуар канализационной насосной станции производственно-дождевых стоков, а затем насосами откачиваются в емкости-накопители. Концентрация углеводородов в усредненном стоке не превышает 50 мг/л.

Из емкостей накопителей стоки производственно-дождевой канализации, смешанные с очищенными стоками бытовой канализации, многоступенчатыми центробежными насосами откачиваются на ЦПС Тарасовского месторождения, где используются повторно в системах поддержания пластового давления.

Общая потребность в воде Тарасовского ГПЗ

Таблица 5.3
м3 / сут

Наименование	1 очередь	2 очередь	Всего
Питьевая вода:			
- хозяйственно-питьевые нужды	45	12,0	57,0
- производственные нужды	615,0	—	615,0
итого: воды питьевого качества	660,0	12,0	672,0
Свежая вода на производственные нужды	237,0	236,0	473,0
Пополнение противопожарного запас	3543	—	3543

Расходы сточных вод Тарасовского ГПЗ

Таблица 5.4
м3 / сут

Наименование	1 очередь	2 очередь	Всего
Бытовые	171,0	12,0	183,0
Производственные	352,0	299,0	651,0
Дождевые стоки	327,0	300,0	627,0

674

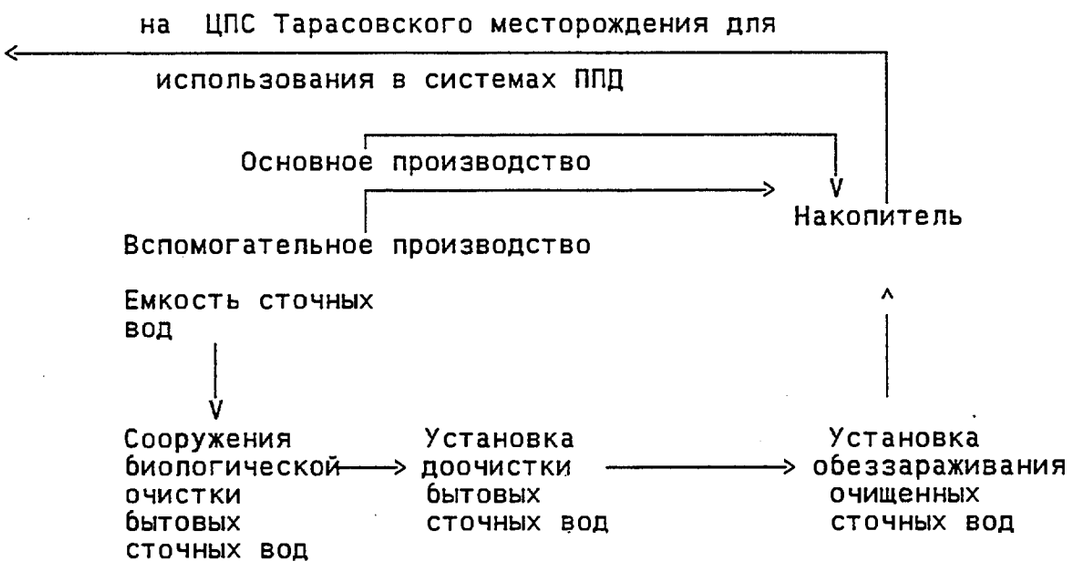


Рис.5.1 Блок-схема очистки сточных вод Тарасовского ГПЗ

5.2. Губкинский ГПЗ

5.2.1. Перечень выбросов в атмосферу

Площадка Губкинского ГПЗ расположена в Пуровском районе Ямало-Ненецкого национального округа Тюменской области. Ближайший населенный пункт - поселок Тарасовский находится на расстоянии 2300 м к юго-западу от промплощадки. К югу на расстоянии 2000 м размещается промышленная зона. К северу на расстоянии 600 м проходит корридор коммуникаций , в котором проложены нефтепровод Ду720 и линия электропередачи ВЛ-10.Севернее , на расстоянии 100 м размещается площадка факелов ГПЗ.

На востоке площадка ГПЗ граничит с лесом. Лес представлен сосной высотой до 12 м. Рельеф площадки ровный.

Готовая продукция представлена в следующем ассортименте:

- сухой отбензиненный газ по ОСТ 4.51.40-83;
- широкая фракция легких углеводородов марки "А" по ТУ 38-101524-83;
- пропан высокой чистоты.

Отходов на производствах ГПЗ технологией не предусматривается. Все неконденционированные продукты возвращаются на повторную переработку.

Все утечки газообразных углеводородов от аппаратов, а также аварийные и залповые выбросы через предохранительные клапаны направляются на сжигание в общезаводскую факельную систему и только низкотемпературные сбросы углеводородных газов в основном С1-С4 направляются на рассеивание через свечу.

Источниками загрязнения атмосферы на площадке Губкинского ГПЗ являются дымовые трубы печей, котельной, факела,а также неплотности в оборудовании, фланцевых соединениях и т.п., появляющиеся в процессе эксплуатации и приводящие к неорганизованным выбросам.

Источниками аварийных выбросов могут являться: факельная установка ГПЗ, холодные свечи от предохранительных клапанов отделения НТК установок подготовки газа.

Аварийный сброс на факел возникает при аварийном отключении электрической энергии от обоих независимых источников электроснабжения, аварийный сброс на свечи от предохранительных клапанов установок подготовки газа при нарушениях технологического режима.

Ниже, в табл. 5.5, приведено валовое количество вредных веществ, поступающее в атмосферу за счет организованных и неорганизованных выбросов от технологического оборудования Губкинского ГПЗ.

Таблица 5.5

Наименование вредного ингредиента	Валовые выбросы ГПЗ, т/год			Всего
	Действующее производство	Проектируемое пр-во	Реконструируемое пр-во	
1.Углеводороды С1-С4	356.706	240.954	6.152	603.812
2.Углеводороды С5	25.102	14.666	1.756	40.624
3.Углеводороды С6+в	14.673	4.969	0.894	20.089
4.Окись углерода	206.324	70.968	42.32	319.613
5.Метанол	7.158	4.354	-	11.512
6.Сажа	71.36	-	-	71.36
7.Этиленгликоль	6.147	6.652	0.027	12.827
8.Аэрозоли свинца	0.725	2.3×10^{-10}	-	0.725
9.Окислы азота	15.998	5.886	4.716	26.599
10.Меркаптаны	-	7.48×10^{-10}	-	7.48×10^{-10}
11.Пары бензола	20.5×10^{-5}	-	-	20.5×10^{-5}
12.Пары диэтилового эфира	21.5×10^{-5}	-	-	21.5×10^{-5}
13.Пары ацетона	20.6×10^{-5}	0.083	-	0.083206
14.Пары бензина	16.37×10^{-5}	-	-	16.37×10^{-5}

5.2.2. Характеристика водопользования Губкинского ГПЗ

Источником водоснабжения Губкинского ГПЗ являются подземные воды куртамышского горизонта с повышенным содержанием железа (до 3 мг/л) и содержанием фтора менее 0.5 мг/л. При использовании этой воды для хозпитьевых нужд , она подвергается обезжелезиванию и фторированию. Кроме свежей технической воды в технологических процессах широко используются очищенные сточные воды. Объемы водопотребления проводятся в таблице 5.6.

Применение современных технических и технологических решений определило образование незначительных объемов сточных вод. Характеристика сточных вод по отдельным производствам приводятся в таблице 5.7.

Характеристика водопользования Губкинского ГПЗ

Таблица 5.6
м3 / сут

Наименование	1 очередь	2 очередь	3 очередь	4 очередь	Всего
Хозяйственно-питьевые нужды	153,0	6,0	9,0	6,0	174,0
Производственные нужды	178,0	8,0	107,0	9,0	302,0
Пополнение противопожарного запаса	1944	-	-	-	1944

Образующиеся на предприятии сточные воды в зависимости от наличия в них загрязняющих веществ подвергаются очистке на очистных сооружениях и поступают на повторное использование.

Блок-схема очистки сточных вод Губкинского ГПЗ приводится на рис.5.2

Расход сточных вод Губкинского ГПЗ

Таблица 5.7
м3 / сут

Наименование	1 очер.	2 очер.	3 очер.	4 очер.	Всего	Примечание
Бытовые	68,1	6,0	9,0	6,0	89,0	
Производственные	208,0	32,0	90,0	33,0	* 363,0	*)в том числе из процесса 125,0
Солесодержащие	77,0	-	26,0	-	103	
Дождевые	240,0	350,0	300,0	300,0	1190	

Характеристика очистных сооружений

Площадка очистных сооружений расположена на вечной мерзлоте. Очистка производственно-дождевых стоков запроектирована в 2 ступени:

- механическая очистка в резервуарах статического отстоя;
- доочистка совместно с бытовыми стоками на барабанных сетках и песчаных фильтрах.

Очищенные таким образом стоки имеют следующие показатели:

- БПКпол 6-8 мг/л,
- углеводороды до 2 мг/л,
- взвешенные вещества 4-6 мг/л.

Очищенные стоки поступают в насосную станцию, где дезинфицируются гипохлоритом натрия и перекачиваются в резервуар-накопитель. Из резервуара- накопителя насосной очищенных стоков они подаются на нужды котельной.

Бытовые стоки завода подаются на станцию биологической очистки, где проходят биохимическую очистку в аэротенках-смесителях с рассредоточеной подачей осветленных стоков.

После доочистки на барабанных сетках и песчаных фильтрах стоки дезинфицируются гипохлоритом натрия и насосами перекачиваются в резервуар-накопитель.

Избыточный ил из станции биологической очистки сбрасывается на иловые площадки. Осадок из резервуаров статического отстоя поступает на шламонакопители.

Нефтепродукты и углеводороды, уловленные в резервуарах статического отстоя, поступают в емкость для уловленных нефтепродуктов, передвижными средствами откуда забираются и в дальнейшем используются в технологическом процессе.

Дождевые воды с площадки, где расположены резервуары статического отстоя, поступают в дренажную емкость с погружным насосом и откачиваются в голову очистных сооружений.

Бытовые стоки от производственного корпуса станции биологической очисткн самотеком поступают в насосную бытовых стоков и перекачиваются в голову очистных сооружений. Пожаротушение зданий и сооружений предусматривается пожарными гидрантами, установленными на кольцевой цепи производственно-противопожарного водопровода.

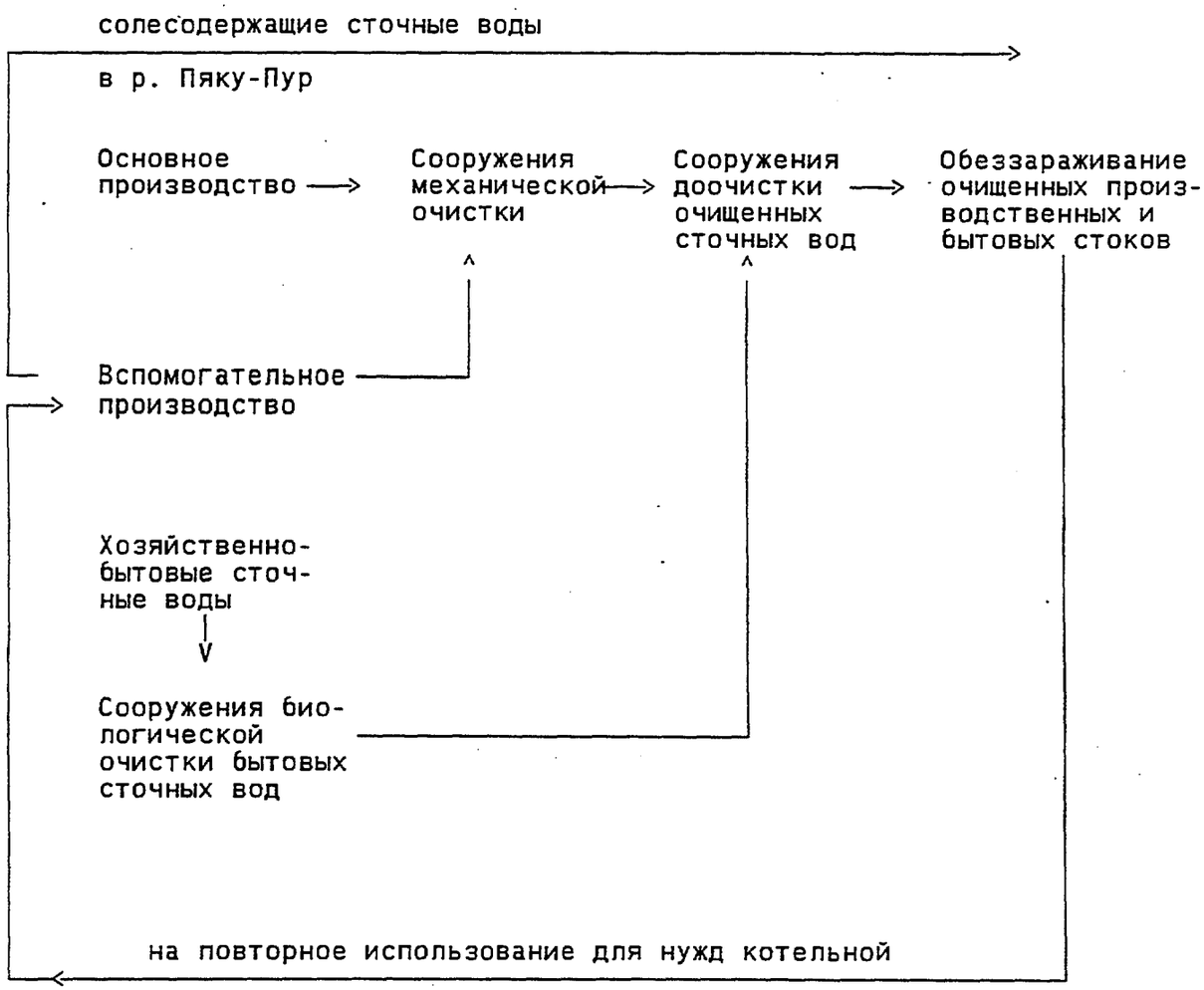


Рис.5.2 Блок-схема очистки сточных вод Губкинского ГПЗ

5.3. Харампурская КС

5.3.1. Экологические ограничения

5.3.1.1. по негативному воздействию на атмосферный воздух

Основным техническим требованием с экологической точки зрения к оборудованию блочно-комплектной КС импортной поставки по воздействию на атмосферный воздух является не превышение предельно-допустимых концентраций в преземном слое атмосферы вредных веществ, поступающих в атмосферный воздух при функционировании оборудования. Причем, расчет рассеивания в атмосфере токсичных веществ проводится только по действующим методикам на территории России.

Предельно-допустимые концентрации (ПДК) делятся на категории:
1-я — ПДК рабочей зоны;
2-я — ПДК населенных мест.

Зоной начала действия ПДК населенных мест является граница санитарно-защитной зоны предприятия на которой отношение концентрации любого вредного ингредиента газовых выбросов к ПДК населенных мест (максимально-разовый) не должно превышать единицы. По СН-245-71 для предприятий, потребляющих (перерабатывающих) более 5000 м3/час нефтяного газа санитарно-защитная зона принимается равной 1 км.

В таблице 5.8 приведены ПДК наиболее опасных и часто встречающихся вредных ингредиентов газовых выбросов КС, согласно списку No 3086-84.

Таблица 5.8

Вещества	Предельно-допустимая концентрация мг/м3			
		Населенных мест		
	рабочей зоны	максимально-разовая	средне-суточная	класс опасности
1. Окислы азота	5,0	0,085	0,04	2
2. Окись углерода	20,0	5,0	3,0	4
3. Углеводороды	300,0	5,0	1,5	4
4. Диоксид серы	10,0	0,5	0,05	3
5. Сероводород	10,0	0,008	-	2
6. Меркаптаны (одорант)	0,8	9.10^{-6}	-	2
7. Сажа	4.0	0,15	0,05	3
8. Аммиак	20,0	0,2	0,04	4
9. Бензол	5,0	1,5	0,1	2
10. Толуол	50,0	0,6	0,6	3
11. Хлор	1,0	0,1	0,03	2

5.3.1.2. по негативному воздействию на водные ресурсы

Рациональное использование и охрана водных ресурсов должна обеспечиваться следующими требованиями.

1. Максимальное использование для нужд производства аппаратов воздушного охлаждения и систем оборотного водоснабжения закрытого типа с целью обеспечения минимального объема воды, забираемой из водных источников.

2. Проектные решения по канализованию и очистке бытовых и производственных сточных вод не должны предусматривать сброс их в водоемы или в поглощающие горизонты.

3. При решении вопроса канализации, очистки и обезвреживания сточных вод должны рассматриваться возможность и целесообразность использования очищенных сточных вод в системах оборотного водоснабжения и повторного использования для технического водоснабжения данного или других предприятий.

4. Требования к качеству воды, потребляемой на технологические нужды должны устанавливаться в каждом конкретном случае в зависимости от целей и условий ее использования, требований технологического процесса. При отсутствии особых требований показатели качества воды следует принимать в соответствии с таблицей 5.9.

5. Степень очистки пластовых и сточных вод для использования их в системах заводнения принимается по данным технологической системы разработки нефтяного месторождения.

6. Объединение бытовых сточных вод с производственно-дождевыми сточными водами для целей заводнения допускается только после полной биологической очистки и обеззараживания бытовых стоков (при их расходе не более 100 м3/сут.).

Показатели качества воды

Таблица 5.9

Потребители	Показатели качества воды
Теплообменные аппараты и агрегаты с охлаждением зарубашечных пространств при закрытом цикле оборотного водоснабжения.	Общая жесткость - не более 0,5 мг-экв/л, прозрачность - более 30 см, pH- в пределах 7-8.
Котельные установки	Общая жесткость (до химочистки) - 7 мг-экв/л, взвешенных частиц - не более 8 мг/л, прозрачность - не менее 30 см, окисляемость до 15 мг/л O2. Отсутствие CO2. Содержание железа - не выше 0,2 мг/л, масла - не более 3 мг/л.
Охлаждение насосов (без применения оборотного водоснабжения)	Общая жесткость - не более 7 мг-экв/л, прозрачность - не менее 30 см, содержание взвешенных частиц - не более 40-50 мг/л.

682

6.ЭКОНОМИКА

6.1 Оценка капитальных вложений

Оценка капитальных вложений в намечаемые к строительству объекты выполнена следующим образом. Капитальные вложения в Губкинский ГПЗ I, II, III и IY очереди, Тарасовский ГПЗ I очередь определены на основании данных сметных расчетов стоимости строительства по этим объектам. Капитальные вложения в Тарасовский ГПЗ, II очередь, Харампурскую КС, газопроводы и продуктопровод рассчитаны с использованием аналогов. Оценка стоимости импортного оборудования произведена по данным контрактов аналогичных объектов.

Ниже приведена оценочная стоимость объектов, намечаемых к строительству:

		в ценах 1991г.	в ценах 1993г.
Губкинский ГПЗ			
I+II очередь,	млн.руб.	20	6000
	млн.долл.	0.18	0.18
III+IY очередь,	млн.руб.	64	13840
	млн.долл.	143	143
Тарасовский ГПЗ			
I очередь,	млн.руб.	241	61339
	млн.долл.	7.3	7.3
II очередь	млн.руб.	62	15620
	млн.долл.	73	73
Харампурская КС,	млн.руб.	44.8	8910
	млн.долл.	120	120
Продуктопровод Тарасовский ГПЗ - Губкинский ГПЗ,	млн.руб.	96.0	28800
	млн.долл.	-	-
Газопровод Харампурская КС - Тарасовский ГПЗ,	млн.руб.	15.5	4650
	млн.долл.	-	-
Газопровод Тарасовский ГПЗ - Губкинский ГПЗ — врезка в газопровод Уренгой-Челябинск	млн.руб.	34.0	10200

В расчет сметной стоимости строительства объектов включаются следующие работы и затраты:

- подготовка территории;
- объекты основного производственного назначения;
- объекты вспомогательного назначения;
- объекты энергетического хозяйства;
- объекты транспорта и связи;

- наружные сети и сооружения;
- вертикальная планировка и благоустройство;
- временные здания и сооружения;
- прочие работы и затраты;
- содержание дирекции (технический надзор) строящегося предприятия и авторский надзор.

В расчете сметной стоимости вышеперечисленные работы и затраты имеют следующую структуру:

- строительные работы,
- монтажные работы,
- оборудование,
- прочие.

Строительно-монтажные работы в свою очередь включают в себя затраты на:

- материалы,
- заработную плату,
- эксплуатацию машин и механизмов.

В "Прочие" включены затраты на:

- кредиты банка,
- северные льготы,
- авиаперевозки,
- доплаты за подвижной характер работ,
- командирование работников,
- возмещение ущерба в связи с отчуждением земли,
- компенсации местным властям,
- организованный набор рабочих,
- вахтово-эксплуатационный метод работ,
- выслуга лет и т.д.

Для завершения строительства I и II очереди Губкинского ГПЗ необходимы следующие затраты (в ценах 1993г.) млн.руб.

I очередь	-	не требуются;		
II очередь	-	всего	-	7934.8;
в том числе:				
	-	промстроительство, всего	-	3270;
		из них:		
		СМР	-	1349.0;
		оборудование	-	1550.4;
	-	жилищное строительство, всего	-	4664.8;
		из них:		
		СМР	-	3958.0;
		оборудование	-	81.6

Стоимость в твердой валюте может быть пересчитана по текущему биржевому курсу.

6.2. Оценка эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты по рассматриваемым обьектам определены на основании расходных показателей, сводного расчета стоимости строительства, численности обслуживающего персонала.

Эксплуатационные затраты рассчитаны в ценах на август 1993 года, в соответствии с действующими нормативными актами и инструкциями по составлению смет эксплуатационных затрат.

В таблицах 6.1-6.5 приведены расчеты годовых эксплуатационных затрат по ГПЗ.

Стоимость сырья (нефтяной газ) принята по регулируемой прейскурантной цене - 1125 руб./1000 м3.

Цены на вспомогательные материалы приняты по данным предприятий, производящих вспомогательные материалы, разработчиков технологических процессов, намечаемых в проекте, а также данные, публикуемые в прессе.

Расходы на транспорт вспомогательных материалов приняты в размере 30% от стоимости этих материалов.

Затраты на электроэнергию определены по двуставочному тарифу по данным Тюменэнерго.

Материалы текущего и среднего ремонта приняты в размере 0,5% от основных промышленно-производственных фондов (ОППФ), транспортно-заготовительные расходы приняты в размере 30% от материалов текущего и среднего ремонта.

Затраты на капитальный ремонт определены по "Нормам амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства", 1976 г.

Заработная плата одного работающего принята на уровне 200 тыс.руб. в месяц.

От фонда заработной платы производят следующие отчисления, включаемые в эксплуатационные затраты:

- отчисления на государственное социальное страхование	5.4%
- отчисления по обязательному медицинскому страхованию	3.6%
- отчисления в пенсионный фонд	28.0%
- фонд занятости	2.0%

Амортизационные отчисления определены по "Единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР", 1990 г..

При этом для амортизационных отчислений, валютная стоимость оборудования при отнесении на баланс основных фондов, пересчитана в рубли по текущему курсу (1 долл. = 1000 руб.)

Прочие расходы приняты в размере 10% от эксплуатационных расходов (без стоимости сырья).

Кроме того, в смету эксплуатационных затрат включены следующие отчисления :

- страховой фонд	- 1% от обьема товарной продукции;
- фонд научно-технического развития	- 1.5% от эксплуатационных затрат;
- налог на транспорт	- 1% от фонда заработной платы;
- инвестиционный фонд	- 20% от товарной продукции;
- налог на просвещение	- 1% от фонда заработной платы.

В представленных таблицах 1-5 эксплуатационных затрат приведены также количественные и ценовые показатели по вспомогательным материалам, катализаторам, энергетическим расходам.

Штатные расписания Губкинского ГПЗ и Тарасовского ГПЗ представленны в табл. 6.6 и 6.7.

Эксплуатационные затраты по линейным сооружениям определены укрупненно и составили 10 % от капитальных вложений.

Смета годовых эксплуатационных затрат по Губкинскому ГПЗ,I+II очередь. (цены 1993 г.)

Таблица 6.1.

	Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
I.	Материальные затраты				15180.5
1.	Сырье (за вычетом газа на собственные нужды)	млн.м3	1.125	2136.7	2403.8
2.	Вспомогательные материалы всего, в т.ч.				299.1
	- этиленгликоль	т	100.0	1029.7	103.0
	- моноэтаноламин	т	160.0	27.0	4.3
	- бура	т	348.0	5.8	2.0
	- метанол	т	80.0	2.1	0.2
	- керосин	т	65.0	0.1	0.0
	- масло компрессорное КП-8с	т	68.0	66.7	4.5
	- масло авиационное МС-6	т	130.0	8.6	1.1
	- масло индустриальноеИ-50А	т	64.0	1.0	0.1
	- масло турбинное ТП-22	т	350.0	2.2	0.8
	- активная окись алюминия	т	920.0	10.6	9.8
	- клиноптилолит	т	100.0	16.2	1.6
	- пропан марки "А"	т	46.0	120.0	5.5
	- силикагель	т	280.0	1.8	0.5
	- орешек коксовый	т	10.0	0.1	0.0
	- цеолиты: NaA	т	400.0	321.4	128.6
	NaX	т	400.0	0.3	0.1
	- ингибитор коррозии	т	260.0	47.4	12.3
	- поваренная соль	т	5.0	21.5	0.1
	- серная кислота	т	24.0	43.2	1.0
	- бензин	т	75.0	300.0	22.5
	- дизельное топливо	т	65.0	16.8	1.1
3.	Транспортные расходы				89.7
4.	Энергетические расходы:				12026.9
	- заявленная мощность	кВт.	102.4	95370.0	9763.0
	- потребленная энергия	тыс.кВт.ч.	2.9	777055.0	2253.5
	- вода	тыс. м3	0.0	0.0	0.0
	- пар (тепло)	т.(Гкал)	0.0	0.0	0.0
	- топливный газ	тыс. м3	1.125	9300.0	10.5
5.	Отчисления в ремонтный фонд предприятия, всего в т.ч.				360.9
	- материалы текущего и среднего ремонта				49.4
	- транспортно-заготовительные расходы				14.8
	-затраты на капитальный ремонт ОППФ				296.6

686

Продолжение таблицы 6.1

	Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
II.	Расходы на оплату труда				844.8
III.	Отчисления на:				329.5
	- социальное страхование				45.6
	- пенсионный фонд				236.5
	- фонд занятости				16.9
	- медицинское страхование				30.4
IV.	Амортизация основных фондов				593.3
	Итого				16948.0
V.	Прочие расходы				1454.4
	Страховой фонд				297.6
	Отчисления на научно-техническое развитие				240.0
	Налог на транспорт				8.4
	Плата за землю				0.0
	плата за гектар земли	тыс. руб.			0.0
	занимаемая площадь земли	Га			0.0
	Инвестиционный фонд				5952.8
	Местные налоги				
	- на просвещение				8.4
	Всего текущие затраты				24910
	Всего тек.затр.без аморт.				24317

Смета годовых эксплуатационных затрат по Губкинскому ГПЗ III+IV очередь. (цены 1993г.)

Таблица 6.2.

	Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
I.	Материальные затраты				19081.7
1.	Сырье (за вычетом газа на собственные нужды)	млн.м3	1.125	2128.3	2394.3
2.	Вспомогательные материалы всего, в т.ч.				118.9
	- этиленгликоль	т	100.0	372.7	37.3
	- моноэтаноламин	т	160.0	0.5	0.1
	- бура	т	348.0	1.4	0.5
	- метанол	т	80.0	1.1	0.1
	- керосин	т	65.0	160.0	10.4
	- масло компрессорное КП-8	т	68.0	82.0	5.6
	- масло авиационное МС-6	т	130.0	8.6	1.1
	- масло индустриальное И-50А	т	64.0	0.0	0.0
	- масло турбинное ТП-22	т	350.0	1.3	0.5
	- активная окись алюминия	т	920.0	21.2	19.5
	- клиноптилолит	т	100.0	17.0	1.7
	- пропан марки "А"	т	46.0	120.0	5.5
	- силикагель	т	280.0	0.7	0.2
	- коксовый орешек	т	10.0	0.1	0.0
	- цеолит NaA	т	400.0	65.0	26.0
	- ингибитор коррозии	т	260.0	40.0	10.4
	- поваренная соль	т	5.0	22.0	0.1
3.	Транспортные расходы				35.7
4.	Энергетические расходы:				10808.1
	- заявленная мощность	кВт.	102.4	85000.0	8701.5
	- потребленная энергия	тыс.кВт.ч.	2.9	719145.0	2085.5
	- вода	тыс. м3	0.0	0.0	0.0
	- пар (тепло)	т.(Гкал)	0.0	0.0	0.0
	- топливный газ	тыс. м3	1.125	18800.0	21.2
5.	Отчисления в ремонтный фонд предприятия, всего в т.ч.				5724.7
	- материалы текущего и среднего ремонта				784.2
	- транспортно-заготовительные расходы				235.3
	- затраты на капитальный ремонт ОППФ				4705.2
II.	Расходы на оплату труда				621.6
III.	Отчисления на:				242.4
	- социальное страхование				33.6
	- пенсионный фонд				174.0

686

Продолжение таблицы 6.2.

	Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
	- фонд занятости				12.4
	- медицинское страхование				22.4
IV.	Амортизация основных фондов				9410.4
	Итого				29356.1
V.	Прочие расходы				2696.2
	Страховой фонд				297.6
	Отчисления на научно-техническое развитие				444.9
	Налог на транспорт				6.2
	Плата за землю				0.0
	плата за гектар земли	тыс. руб.			0.0
	занимаемая площадь земли	Га			0.0
	Инвестиционный фонд				5951.2
	Местные налоги				
	- на просвещение				6.2
	Всего текущие затраты				38758
	Всего тек.затр.без аморт.				29348

Смета годовых эксплуатационных затрат по Тарасовскому ГПЗ, I Очередь. (цены 1993г.)

Таблица 6.3

	Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
I.	Материальные затраты				16259.8
1.	Сырье (за вычетом газа на собственные нужды)	млн.м3	1.125	2112.0	2376.0
2.	Вспомогательные материалы всего, в т.ч.				66.8
	- этиленгликоль	т	100.0	55.4	5.5
	- метанол	т	80.0	67.2	5.4
	- керосин	т	65.0	93.4	6.1
	- масло компрессорное КП-8	т	68.0	71.6	4.9
	- масло индустриальное И-50А	т	64.0	0.4	0.0
	- масло турбинное ТП-22	т	350.0	0.3	0.1
	- клиноптилолит	т	100.0	21.1	2.1
	- силикагель	т	280.0	0.4	0.1
	- коксовый орешек	т	10.0	0.1	0.0
	- цеолит NaA	т	400.0	72.0	28.8
	- поваренная соль	т	5.0	173.0	0.9
	- ингибитор коррозии"Нефтехим"	т	260.0	21.7	5.6
	- щелочь NaOH	т	24.4	0.2	0.0
	- огнетушащий порошок ПСБ-3	т	60.0	0.9	0.1
	- шары фарфоровые	т	23.0	30.2	0.7
	- масло компрессорное 19Т	т	75.6	0.5	0.0
	- топливо реактивное марки Т-1	т	40.0	162.0	6.5
3.	Транспортные расходы				20.0
4.	Энергетические расходы:				11291.6
	- заявленная мощность	кВт.	102.4	89870.0	9200.0
	- потребленная энергия	тыс.кВт.ч.	2.9	710380.0	2060.1
	- вода	тыс. м3	0.0	100.1	0.0
	- пар (тепло)	т.(Гкал)	0.0	0.0	0.0
	- топливный газ	тыс. м3	1.125	28047.0	31.6
5.	Отчисления в ремонтный фонд предприятия, всего в т.ч.				2505.3
	- материалы текущего и среднего ремонта				343.2
	- транспортно-заготовительные расходы				103.0
	- затраты на капитальный ремонт ОППФ				2059.2
II.	Расходы на оплату труда				938.4
III.	Отчисления на:				366.0
	- социальное страхование				50.7
	- пенсионный фонд				262.8

688

Продолжение таблицы 6.3

	Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
	- фонд занятости				18.8
	- медицинское страхование				33.8
IV.	Амортизация основных фондов				4118.3
	Итого				21682.5
V.	Прочие расходы				1930.7
	Страховой фонд				313.0
	Отчисления на научно-техническое развитие				318.6
	Налог на транспорт				9.4
	Плата за землю				0.0
	плата за гектар земли	тыс. руб.			0.0
	занимаемая площадь земли	Га			0.0
	Инвестиционный фонд				6260.8
	Местные налоги				
	- на просвещение				9.4
	Всего текущие затраты				30524
	Всего тек.затр.без аморт.				26406

СМЕТА годовых эксплуатационных затрат по Тарасовскому ГПЗ, II очередь. (цены 1993г.)

Таблица 6.4

	Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
I.	Материальные затраты				5929.9
1.	Сырье (за вычетом газа на собственные нужды)	млн.м3	1.125	1902.0	2139.8
2.	Вспомогательные материалы всего:				16.6
	в т.ч.:				
	- этиленгликоль	т	100.0	30.0	3.0
	- метанол	т	80.0	67.2	5.4
	- масло компрессорное КП-8	т	68.0	10.0	0.7
	- масло индустриальное И-50А	т	64.0	0.4	0.0
	- масло турбинное ТП-22	т	350.0	0.3	0.1
	- поваренная соль	т	5.0	173.0	0.9
	- огнетушащий порошок ПСБ-3	т	60.0	0.9	0.1
	- топливо реактивное марки Т-1	т	40.0	162.0	6.5
3.	Транспортные расходы				0.0
4.	Энергетические расходы:				555.5
	- заявленная мощность	кВт.	102.4	2270.0	232.4
	- потребленная энергия	тыс.кВт.ч.	2.9	19068.0	55.3
	- вода	тыс. м3	0.0	100.1	0.0
	- пар (тепло)	т.(Гкал)	0.0	0.0	0.0
	- топливный газ	тыс. м3	1.125	238047.0	267.8
5.	Отчисления в ремонтный фонд предприятия, всего				3234.6
	в т.ч.				
	- материалы текущего и среднего ремонта				443.1
	- транспортно-заготовительные расходы				132.9
	- затраты на капитальный ремонт ОППФ				2658.6
II.	Расходы на оплату труда				240.0
III.	Отчисления на:				93.6
	- социальное страхование				13.0
	- пенсионный фонд				67.2
	- фонд занятости				4.8
	- медицинское страхование				8.6
IV.	Амортизация основных фондов				5317.2
	Итого				11580.7
V.	Прочие расходы				944.1
	Страховой фонд				313.0
	Отчисления на научно-техническое развитие				155.8
	Налог на транспорт				2.4

610

Продолжение таблицы 6.4

Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
Плата за землю				0.0
плата за гектар земли	тыс. руб.			0.0
занимаемая площадь земли	Га			0.0
Инвестиционный фонд				6260.8
Местные налоги				
- на просвещение				2.4
Всего текущие затраты				19259
Всего тек.затр.без аморт.				13942

Смета годовых эксплуатационных затрат по Харампурской КС. (цены 1993г.)

Таблица 6.5

	Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
I.	Материальные затраты	млн.руб			7591.1
1.	Сырье (за вычетом газа на собственные нужды)	млн.м3	1.125	2000.0	2250.0
2.	Вспомогательные материалы всего,	млн. руб.			11.7
	в т.ч.				
	- масло турбинное ТП-22	т	350.0	10.4	3.6
	- цеолит NaA	т	400.0	19.5	7.8
	- масло компрессорное МС-20	т	68.0	3.3	0.2
3.	Транспортные расходы	млн. руб.			3.5
4.	Энергетические расходы:	млн. руб.			620.8
	- заявленная мощность	кВт.	102.4	4960.0	507.8
	- потребленная энергия	тыс.кВт.ч.	2.9	38905.0	112.8
	- вода	тыс. м3	0.0	58.9	0.0
	- пар (тепло)	т.(Гкал)	0.0	0.0	0.0
	- топливный газ	тыс. м3	1.125	169.5	0.2
5.	Отчисления в ремонтный фонд предприятия, всего	млн. руб.			4705.2
	в т.ч.				
	- материалы текущего и среднего ремонта	млн. руб.			644.6
	- транспортно-заготовительные расходы	млн. руб.			193.4
	- затраты на капитальный ремонт ОППФ	млн. руб.			3867.3
II.	Расходы на оплату труда	млн. руб.			225.6
III.	Отчисления на:	млн. руб.			88.0
	- социальное страхование	млн. руб.			12.2
	- пенсионный фонд	млн. руб.			63.2
	- фонд занятости	млн. руб.			4.5
	- медицинское страхование	млн. руб.			8.1
IV.	Амортизация основных фондов	млн. руб.			7734.6
	Итого	млн. руб.			15639.3
V.	Прочие расходы	млн. руб.			1338.9
	Страховой фонд	млн. руб.			125.4
	Отчисления на научно-техническое развитие	млн. руб.			220.9
	Налог на транспорт	млн. руб.			2.3
	Плата за землю	млн. руб.			0.0
	плата за гектар земли	тыс. руб.			0.0
	занимаемая площадь земли	Га			0.0
	Инвестиционный фонд	млн. руб.			2507.2

692

Продолжение таблицы 6.5

Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
Местные налоги				
- на просвещение	млн. руб.			2.3
Всего текущие затраты	млн. руб.			19836
Всего тек.затр.без аморт.	млн. руб.			12102

Штатное расписание Губкинского ПГВ
1+2 очередь
(по проекту)

Таблица 6.6.

Наименование подразделений профессий	Категория, разряд	Численность промышленно-производственного персонала		
		Всего	1 очередь	2 очередь
1	2	3	4	5
1. АЗТ				
1. Руководство				
Директор	ИТР	1	1	-
Главный инженер (Зам.начальника КС)	ИТР	1	1	-
Зам. директора по капстроительству	ИТР	1	1	-
Нач. установки переработки газа # 1	ИТР	1	1	-
Нач. установки переработки газа # 2	ИТР	1	-	1
2. Производственно-технический отдел				
Начальник отдела	ИТР	1	-	1
Старший инженер	ИТР	1	1	-
Старший инженер-химик	ИТР	1	1	-
Инженер	ИТР	1	-	1
Техник	ИТР	1	-	1
3. Оперативное управление				
Начальник смены-инженер-диспетчер	ИТР	4	3	1
4. Заводская лаборатория				
Начальник лаборатории	ИТР	1	-	1
5. Отдел охраны труда и техники безопасности				
Старший инженер по охране труда и технике безопасности	ИТР	1	1	-
6. Отдел главного механика				
Главный механик ремонтно-механического обслуживания	ИТР	1	1	-
Старший инженер	ИТР	1	-	1
7. Отдел главного энергетика				
Главный энергетик энергетического обслуживания (нач.энергослужбы)	ИТР	1	1	-
8. Отдел технико-экономического планирования, организации труда и зарплаты				
Начальник отдела-главный инженер	ИТР	1	-	1
Ст.экономист	ИТР	1	1	-
Нормировщик	ИТР	1	1	-
9. Отдел капитального строительства				
Начальник отдела	ИТР	1	1	-

Инженер	ИТР	1	1	-
10. Бухгалтерский учет и финансовая деятельность				
Главный бухгалтер	служ.	1	-	1
Бухгалтер	служ.	1	1	-
Кассир	служ.	1	1	-
11. Отдел материально-технического снабжения				
Начальник ОМТС	ИТР	1	-	1
Агент по снабжению	ИТР	1	1	-
Товаровед	ИТР	1	-	1
Зав. складом	ИТР	1	1	-
12. Отдел комплектования и подготовки кадров				
Инженер по кадрам	ИТР	1	1	-
13. Делопроизводство и хозяйственное обслуживание				
Завхоз	служ.	1	-	1
Секретарь-машинистка	служ.	1	1	-
Библиотекарь-архивариус	служ.	1	-	1
II. Производственный персонал				
14. Компрессорная сырого газа				
Старший оператор	У1	9	5	4
Старший машинист компрессоров	У1	9	5	4
Машинист компрессоров	У	9	4	5
15. Отделение осушки				
Оператор	1У	4	4	-
Оператор	У	4	-	4
Оператор	1У	1	-	1
16. Установка инертного газа				
Аппаратчик воздухоразделения	У	4	4	-
Машинист технологических компрессоров	У	4	4	-
Наполнитель баллонов	Ш	1	1	-
17. Реагентное хозяйство				
Регенераторщик отработанного масла	Ш	2	1	1
18. Воздушная компрессорная				
Машинист	У	4	4	-
19. Лаборатория				
Старший лаборант	У	1	1	-
Лаборант	1У	1	1	-
20. Установка переработки газа (НПК с турбодетандером)				
Старший оператор	У1	10	-	10
Оператор	У	10	-	10
Машинист технологических насосов	1У	8	-	8
21. Холодильное отделение				
Ст.машинист	У1	8	-	8

Машинист	У	10	-	10
Оператор	1У	10	-	10
22. Установка получения пропана				
Оператор	У	5	-	5
23. Энергетическая служба				
23.1. Электроучасток				
Начальник электроустановки	ИТР	1	1	-
Инженер	ИТР	1	1	-
Инженер-дежурный	ИТР	4	-	4
Старший мастер	ИТР	1	1	-
Мастер	ИТР	1	-	1
23.2 Электротехническая лаборатория				
Начальник лаблоатории	ИТР	1	-	1
Ст.инженер	ИТР	1	1	-
Дежурный электромонтер	У	12	5	7
Электромонтер участка эксплуатации	У1	2	1	1
Электромонтер участка эксплуатации	1У	1	-	1
23.3. Участок ВиК				
Начальник участка	ИТР	1	1	-
Старший инженер	ИТР	1	1	-
Инженер	ИТР	1	-	1
Техник	ИТР	1	-	1
Мастер	ИТР	1	1	-
Машинист насосных установок	У	14	5	9
Оператор	У	13	9	4
Слесарь-ремонтник	1У	4	4	-
23.4. Паросиловой участок				
Начальник паросилового хозяйства	ИТР	1	1	-
Мастер	ИТР	1	-	1
Машинист (кочегар котельной)	Ш	4	4	-
Аппаратчик ХВО	П	5	-	5
Оператор установки нагрева теплоносителя	У	4	4	-
Слесарь-ремонтник	Ш	1	1	-
24. Служба КиП и А				
Начальник КиП и А	ИТР	1	1	-
Старший инженер по эксплуатации	ИТР	1	-	1
Старший инженер по метрологическому обеспечению	ИТР	1	-	1
Мастер	ИТР	1	-	1
Ст.приборист	У1	3	1	2
Дневной приборист	У	5	1	4
Дневной приборист	1У	5	-	5
Дежурн.приборист	У	4	4	-
25. Участок связи				
Начальник участка связи	ИТР	1	-	1
Инженер-радист	ИТР	1	-	1
Ст.электромеханик	ИТР	1	1	-
Монтер связи	У	3	-	3
Телефонистка	служ.	4	-	4
26. Ремонтно-механическая мастерская				
Начальник РММ	ИТР	1	-	1
Мастер	ИТР	1	1	-
Токарь	У	1	1	-
Фрезеровщик	У	1	1	-

1696

Слесарь по ремонту технологического оборудования	Ш	6	3	3
Слесарь по ремонту технологического оборудования	1У	3	2	1
Слесарь по ремонту технологического оборудования	У	1	1	-
Слесарь по ремонту технологического оборудования	У1	1	1	-
Слесарь-инструментальник	У	1	1	-
Электросварщик	У	1	1	-
Газосварщик	У	1	1	-
Кузнец	1У	1	-	1
Столяр-плотник	1У	1	-	1
Маляр-штукатур	1У	1	-	1
Печник-изолировщик	1У	1	-	1
27. Электроремонтное отделение				
Мастер	ИТР	2	1	1
Слесарь по ремонту электрооборудования	Ш	5	1	4
Слесарь по ремонту электрооборудования	1У	7	2	5
Слесарь по ремонту электрооборудования	У	4	1	3
Слесарь по ремонту электрооборудования	У1	2	1	1
28. Мастерская КИП				
Мастер	ИТР	1	-	1
Слесарь по ремонту КИП	1У	8	2	6
Слесарь по ремонту средств КИП	У	4	1	3
Слесарь по ремонту средств КИП	У1	2	-	2
29. Аварийно-восстановительная служба линейных трубопроводов				
Мастер по аварийно-восстановительным работам	ИТР	1	1	-
Шофер	П кл	1	1	-
30. Гараж				
Зав. гаражом	ИТР	1	-	1
Механик	ИТР	1	1	-
Шофер	1 кл	4	4	-
Шофер	П кл	5	3	2
Автослесарь	1У	3	1	2
Аккумуляторщик	1У	1	1	-
Водитель бензовоза	П	1	-	1
31. Технический надзор				
Старший инженер	ИТР	1	-	1
Инженер	ИТР	1	1	-
Лаборант дефектоскопист	У	1	-	1
Лаборант металловед	1У	1	-	1
32. Ремонтное обслуживание				
Механик компрессорной	ИТР	1	1	-
Механик технологической установки	ИТР	1	-	1
Ш				
33. Охрана		4	4	-
1У.				
34. МП		1	1	-

У.

35. Газоспасательная служба (ГСС)

Начальник ГСС	ИТР	1	1	-
Боец-шофер	раб.	4	4	-
Старш. газоспасатель	раб.	4	4	-
ИТОГО:		352	155	197

Штатное расписание Тарасовского ПГВ
1+2 очередь
(по проекту)

Таблица 6.7.

## пп	Наименование служб, профессий	Категория, разряд	Численность промышленно-производственного персонала		
			всего, чел.	1 очер.	2 очередь
1	2	3	4	5	6
	А. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПЕРСОНАЛ				
	1. АУП				
1.	Руководство предприятием				
	Директор	ИТР	1	1	-
	Гл.инженер	ИТР	1	1	-
	Зам.директора по капстроительству	ИТР	1	1	-
	Зам.директора по общим вопросам	ИТР	1	1	-
2.	Производственно-технологическая служба				
	Главный технолог-зам. гл.инженера	ИТР	1	1	-
2.1.	Производственно-технический отдел				
	- начальник отдела	ИТР	1	1	-
	- ст.инженер-зам.нач. отдела	ИТР	1	1	-
	- Инженер-технолог	ИТР	1	1	-
	- инженер	ИТР	1	1	-
	- техник	ИТР	1	1	-
	Нач.установки переработки газа (КПП)	ИТР	2	1	1
3.	Оперативное управление				
	- нач.смены (сменный инженер диспетчер завода)	ИТР	5	5	-
4.	Заводская химлаборатория				
	- нач.лаборатории	ИТР	1	1	-
5.	Охрана труда и техника безопасности				
	- зам.гл.инженера по охране труда и технике безопасности	ИТР	1	1	-
6.	Ремнехслужба				
	- гл.механик	ИТР	1	1	-
7.	Руководство энергослужбой				
	- гл.энергетик	ИТР	1	1	-
8.	Руководство службами АСУП и КИПиА				
	- зам.гл.инженера по авто-				

матике	ИТР	1	1	-
9. Технико-экономическое планирование, организация труда и управления				
- начальник отдела	ИТР	1	1	-
- ст.экономист	ИТР	1	1	-
- ст.инженер по организации и нормированию труда	ИТР	1	1	-
10. Капитальное строительство				
- начальник ОКС	ИТР	1	1	-
- зам.начальника ОКС	ИТР	1	1	-
- ст.инженер	ИТР	1	1	-
- инженер	ИТР	2	2	-
- техник	ИТР	1	1	-
- сметчик	ИТР	1	1	-
- инспектор по качеству и приемке ОМР	-	2	2	-
11. Бухгалтерский учет и финансовая деятельность				
- главный бухгалтер	служ.	1	1	-
- ст.бухгалтер	служ.	1	1	-
- бухгалтер	служ.	2	2	-
- бухгалтер-ревизор	служ.	1	1	-
- кассир	служ.	1	1	-
12. Материально-техническое обеспечение				
- нач.ОМТС	ИТР	1	1	-
- инженер по комплектации	ИТР	1	1	-
- экономист	служ.	1	1	-
- агент по снабжению	служ.	1	1	-
- товаровед	служ.	1	1	-
- зав.складом	служ.	1	1	-
13. Газоспасательная служба				
начальник ГСС	ИТР	1	1	-
14. Комплектование и подготовка кадров				
ст.инспектор	ИТР	1	1	-
15. Делопроизводство и хоз. обслуживание				
Завхоз	служ.	1	1	-
Секретарь-машинистка	служ.	1	1	-
Библиотекарь-архивариус	служ.	1	1	-
16. Правовое обслуживание				
- юрисконсульт	служ.	1	1	-
II. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПЕРСОНАЛ				
1. Технологическая установка				
1.1. Компрессорная сырого газа с наружным оборудованием и отделением осушки				
Машинист	У	8	4	4
Машинист	1У	10	5	5
Оператор	У	8	4	4
Оператор	1У	20	10	10
1.2. Здание холодильной и дожимной компрессорной				
Машинист	У	8	4	4
Машинист	1У	10	5	5

100

1.3. Установка переработки газа. Наружное оборудование				
Оператор	У1	8	4	4
Оператор	У	10	5	5
Машинист. технолог насосов	1У	10	5	5
Оператор технолог установки	1У	10	5	5
1.4. Установка получения пропана высокой чистоты				
Оператор	1У	5	5	-
1.5. Склад реагентов				
Регенераторщик отработанного масла	Ш	1	1	-
1.6. АКС				
Аппаратчик воздуха разделения	У	4	4	-
Машинист	У	4	4	-
Наполнитель баллонов	Ш	4	4	-
1.7. Склад автопропана и аункт заправки автомобилей				
Оператор товарный	1У	4	4	-
Сливщик-разливщик	1У	2	2	-
Сливщик-разливщик	Ш	2	2	-
Машинист	1У	2	2	-
Всего технолог. персонала		131	79	52
2. Заводская лаборатория				
Ст.инженер химик	ИТР	1	1	-
Лаборант химического анализа	У	2	2	-
Лаборант химического анализа	1У	4	4	-
Лаборант химического анализа	Ш	4	4	-
3. Служба КИПиА				
Нач.службы (гл.приборист)	ИТР	1	1	-
Ст.инженер-метролог	ИТР	1	1	-
Инженер по эксплуатации	ИТР	1	1	-
Дежурный приборист	У	10	5	5
Дневной приборист	У	6	3	3
Дневной приборист	1У	6	3	3
Механик	ИТР	1	1	-
Мастер	ИТР	5	5	-
Ст.приборист	У1	4	4	-
Приборист (ремонтник)	У	5	5	-
Приборист (ремонтник)	1У	5	5	-
4. Служба АСУТП				
Нач.службы АСУТП	ИТР	1	1	-
Нач. УВК КЦ	ИТР	1	1	-
Дек.инженер-электронщик	ИТР	5	5	-
Инженер-электромеханик	ИТР	1	1	-
Ст.инженер-математик	ИТР	1	1	-
Ст.инженер-программист	ИТР	1	1	-
Наладчик КИПиА	У1	5	5	-
Слесарь КИПиА	У	5	5	-

5. Энергетическая служба

5.1. Участок парокотельной

Нач.котельной	ИТР	1	1	-
Ст.машинист	У	4	4	-
Машинист	1У	5	5	-
Аппаратчик ХВО	Ш	4	4	-
Слесарь-ремонтник	1У	4	4	-
Слесарь КиП	У	2	2	-

5.2. Электротехнический участок

Ст.инженер-энергетик	ИТР	1	1	-
Техник	ИТР	1	1	-
Нач.электроцеха	ИТР	1	1	-
Зам.нач.электроцеха	ИТР	1	1	-
Ст.инженер	ИТР	2	2	-
Инженер	ИТР	3	3	-
Ст.мастер	ИТР	1	1	-
Мастер	ИТР	4	4	-
Электромонтер по обслуживанию электрооборудования	У	16	8	8

Электротехническая лаборатория

Нач. лаборатории	ИТР	1	1	-

5.3. Участок водоснабжения и канализации

Машинист насосных установок	1У	4	4	-
Слесарь-ремонтник	П	2	2	-
Оператор очистных сооружений	Ш	4	4	-
Аппаратчик химводоочистки	П	4	4	-

6. Участок связи

Нач.участка связи	ИТР	1	1	-
Техник/электромеханик связи	ИТР	1	1	-
Монтер связи	У	1	1	-
Монтер связи (аккумуляторщик)	У1	1	1	-
Кабельщик-спайщик	У1	1	1	-
Телефонистка	служ.	4	4	-

Внешняя связь

Инженер-радист	ИТР	1	1	-
Ст.электромеханик	ИТР	1	1	-
Антенщик-мачтовик	У1	1	1	-
Электромонтер	У	3	3	-

Периметральная охранная сигнализация

Инженер	ИТР	1	1	-
Дежурный техник	ИТР	5	5	-

7. Ремонтно-механическая мастерская

7.1. Отдел гл.механика

Старший инженер	ИТР	1	1	-
Инженер	ИТР	1	1	-
Техник	ИТР	1	1	-

702

7.2. ВМ

Механик установки переработки газа	ИТР	1	1	-
Техник	ИТР	1	1	-
Токарь	У	1	1	-
Фрезеровщик	У	1	1	-
Слесарь по ремонту технолог. оборудования	Ш	16	8	8
Слесарь по ремонту технологич. оборудования	1У	12	6	6
Слесарь по ремонту технолог. оборудования	У	4	2	2
Слесарь по ремонту технолог. оборудования	У1	2	2	-
Слесарь-инструментальщик	У	1	1	-
Газо-электросварщик	У	2	2	-
Столяр-плотник	Ш	1	1	-
Столяр-плотник	1У	1	1	-
Маляр-штукатур	1У	2	2	-
Печник-изолировщик	1У	1	1	-
Начальник РМЙ	ИТР	1	1	-
Механик РМЙ	ИТР	1	1	-
Мастер РМЙ	ИТР	2	2	-
8. Электроремонтная мастерская				
Токарь	1У	1	1	-
Слесарь по ремонту эл. оборудования	Ш	12	6	6
Слесарь по ремонту эл. оборудования	1У	4	4	-
Слесарь по ремонту эл. оборудования	У	2	2	-
Слесарь по ремонту эл. оборудования	У1	1	1	-
Мастер	ИТР	1	1	-
9. Гараж				
Водитель автобуса	1 кл.	5	5	-
Водитель автобуса	2 кл.	5	5	-
Автослесарь	1У	3	3	-
Аккумуляторщик	1У	1	1	-
Водитель бензовоза	2 кл.	2	2	-
Механик гаража	ИТР	1	1	-
Зав.гаражом	ИТР	1	1	-
10. База оборудования				
Крановщик	1У	1	1	-
Крановщик	У	1	1	-
Водитель автопогрузчика	1У	1	1	-
Стропальщик	Ш	3	3	-
Транспортный рабочий	П	2	2	-
Кладовщик	служ.	2	2	-
Мастер погрузочно-разгрузочных работ	ИТР	1	1	-
11. Материальный склад				
Кладовщик	служ.	1	1	-
Склад катализаторов в таре				
Кладовщик	служ.	1	1	-
12. Технический надзор				
Лаборант-дефектоскопист	У	1	1	-
Лаборант-металловед	1У	1	1	-
Инженер	ИТР	1	1	-
Старший инженер	ИТР	1	1	-
13. ГСС		14	14	-
14. МП	МП	6	6	-
15. ВОХР	служ.	22	15	7
ВСЕГО:		491	391	100

6.3. СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

NN п/п	Наименование объектов	Производительность, млн.м3/год, длина-км, диаметр-мм	Стоимость строительства в ценах 1991год, млн.руб.	Стоимость строительства в ценах 1991год, млн.долл.	Стоимость строительства в ценах 08.1993год, млн.руб.	Стоимость строительства в ценах 08.1993год, млн.долл.	Эксплуатационные расходы в ценах 08.1993г, млн.руб.	Численность обслуживающего персонала,чел.
			I. Площадочные сооружения					
1.	Губкинский ГПЗ,всего:	4280	64	143.18	19840	143.18	63668	611
	в том числе:							
	I+II очередь	2140	20*)	0.18	6000	0.18	24910	352
	III+IV очередь	2140	64	143	13840	143	38758	259
2.	Тарасовский ГПЗ,всего:	4280	303	80.3	76959	80.3	49783	491
	в том числе:							
	I очередь	2140	241	7.3	61339	7.3	30524	391
	II очередь	2140	62	73	15620	73	19259	100
3.	Харампурская КС	2000	44.8	120	8910	120	19836	94
4.	Муравленковская НС, объем перекачки,тыс. т/год	2380	0.8*)	-	240*)	-	415	12
			II. Линейные сооружения					
1.	Газопровод Харампурская КС - Тарасовский ГПЗ	L=120 Ф=273	15.5	-	4650	-	465	18
2.	Продуктопровод Тарасовский ГПЗ - Губкинкий ГПЗ	L=62 Ф=462	96	-	28800	-	2880	12
3.	Газопровод Тарасовский ГПЗ- врезка в газопровод Уренгой-Сургут- Челябинск	L=40 Ф=720	34.0	-	10200	-	1020	9

Примечание*)-остаток неосвоенных капитальных вложений.

6.4 ЦЕНЫ

До января 1992 года государство регулировало оптовые и розничные цены практически всех товаров, а также транспортные тарифы. Пересмотр цен проводился раз в несколько лет. Так, одни и те же цены на нефтяной газ и продукты его переработки действовали с 1982 по 1991 год. Очередное изменение цен произошло в январе 1991 г. и эти цены действовали до декабря 1991г. В основе ценообразования лежал, так называемый, затратный принцип, согласно которому цена должна была покрывать издержки производства предприятия и давать некоторую прибыль. Уровень рентабельности устанавливался централизованно по отраслям, а внутри отраслей выравнивание уровней рентабельности предприятий обеспечивалось введением дифференцированных (чаще всего региональных) цен.

С января 1992 началась экономическая реформа, в ходе которой освобождены от какого-либо государственного регулирования почти все цены и тарифы, исключая довольно небольшой перечень товаров и услуг: нефть, газ, уголь, железнодорожные тарифы и еще некоторые товары. В дальнейшем уровень регулируемых цен и сам перечень неоднократно пересматривался. Так, из этого перечня с сентября 1992 года убрана нефть, а с августа 1993 года - уголь. Но в этом все уменьшающемся списке остаются нефтяной газ, ШФЛУ, отбензиненный газ и сжиженные газы, предназначенные для коммунального и бытового потребления.

Таким образом, государство регулирует цены практически на все сырье ГПЗ и значительную часть их продукции. По свободным ценам реализуются индивидуальные фракции и смеси углеводородов, предназначенные для промышленного, в том числе химического, потребления. Мотивы, которыми руководствовалось правительство, сохраняя высокую степень государственного регулирования газопереработки, сводятся к желанию обеспечить "мягкое" включение в рыночные отношения низкорентабельной, но важной в экологическом отношении отрасли. Кроме того, регулирование цен позволяет в какой-то степени компенсировать отсутствие конкуренции на рынке нефтяного газа и ШФЛУ. Дело в том, что сейчас ГПЗ не имеют возможности выбирать поставщика нефтяного газа, а потребители ШФЛУ имеют дело с производителем-монополистом в лице ПО "Сибнефтегазпереработка".

Пересмотр цен на сырье и продукцию ГПЗ производится периодически, в связи с общим повышением уровня цен. С начала реформы цены пересматривались пять раз: в январе, мае и сентябре 1992 года, в январе и июле 1993 года. Индекс роста цен на продукцию ГПЗ примерно равен среднему индексу роста цен на основные энергоносители.

Представление об уровнях цен на нефтяной газ, продукцию ГПЗ, а также на нефть и природный газ дает табл. 6.8.

Во всех случаях, когда в таблице не указан продавец или покупатель, имеется в виду цена франко-железнодорожная станция отправления. В цене нефти транспортные затраты составляют 3-7 %. Стоимость перевозки 1 т сжиженных газов или ШФЛУ по железной дороге из Тюменской области в Поволжье равна 23000 руб.

Дать прогноз цен на перспективу очень сложно из-за нескольких обстоятельств. В первую очередь, это высокий уровень инфляции, фактически в несколько раз превысивший прогнозы правительственных экспертов. Во-вторых, полтора года, прошедшие с начала радикальной экономической реформы, оказались недостаточными для коренного изменения структуры цен, приближения ее к структуре цен мирового рынка. Если сравнить динамику цен на нефть и сжиженные газы внутри России и на мировом рынке, то можно обнаружить тенденцию не к сближению, а к их расхождению: отношение цен на сжиженные газы к цене нефти постоянно увеличивается. На мировом рынке цены на нефть, как правило, выше цен на легкие углеводороды. Третье обстоятельство связано с тем, что государство продолжает регулировать цены на сырье и значительную часть продукции ГПЗ, сохраняя затратный принцип ценообразования на нее. Поэтому мы не даем количественных оценок, ограничившись некоторыми качественными соображениями.

Скорее всего, в ближайшие годы сохранится регулирование цен и на нефтяной газ и на продукты его переработки, так как нет предпосылок к созданию в этот период действительно свободного, немонополизированного рынка названных товаров. В этот период динамика цен на продукцию ГПЗ будет близка к динамике тарифов на электроэнергию и цен на нефтяной газ, составляющими до 80 % затрат заводов, и сложившиеся соотношения между ценами на нефть, природный, отбензиненный газ и сжиженными газами в основном сохранится.

Уровни цен на сырье и продукцию ГПЗ.

Таблица 6.8

Наименование продукта	Средняя цена, руб/т, руб/1000 м3				
	1982-1990	1991	1992 август	1993 июль	1993 авг.
1. Нефтяной для ГПЗ Сибири	5	15	375	1125	1125
2. Отбензиненный газ, реализуемый заводами газотранспортным предприятиям	11	35	875	3063	6738
3. Природный газ, реализуемый газораспределительными предприятиями всем потребителям, кроме населения	20	45	1100-1600	4000	7900
4. Газы сжиженные для коммунального и бытового потребления	39	90	3150	8800	22000
5. ШФЛУ	33	66	1980	9900	19800
6. Этан	56	105	4220		
7. Пропановая фракция	45	88	5026	52360	92400
8. Фракция нормального бутана	53	81	6350	62950	97800
9. Фракция изобутана	120	5441	51000	82000	
10. Нефть, покупаемая нефтеперерабатывающими заводами, с транспортными затратами	30	70	2000	23000	30000

6.5. КРИТЕРИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ.

В зависимости от решаемой задачи институтом применяются различные критерии экономической эффективности. Ниже приведено описание важнейших из них с комментариями по их расчету и применению:

1. Интегральные затраты за Т лет (ПЗт). В отечественной экономической литературе они еще называются интегральные приведенные затраты. Определяются по формуле (1):

$$ПЗт=\sum_{t=1}^{T}(K_t+C_t)\cdot\alpha_t \qquad (1)$$

где Kt - капитальные вложения,осуществляемые в t-ом году;
Ct - текущие затраты,включающие в себя затраты по эксплуатации и стоимости сырья в t-ом году;
t - год,к которому приводятся затраты;
T - число лет,за которые производятся расчеты;
α_t - коэффициент дисконтирования затрат и результатов.
Определяется по формуле (2):

$$\alpha_t=\frac{1}{(1+E)^{t-1}} \qquad (2)$$

где E -норматив приведения во времени.

Интегральные затраты применяются для сравнения вариантов между собой. Применение этого показателя корректно только в том случае, когда по объему товарной продукции варианты примерно равны.

2. Интегральный экономический эффект за Т лет (Эт).
Определяется по формуле (3):

$$Э_t=\sum_{t=1}^{T}(Прпt-K_t+A_t)\cdot\alpha_t \qquad (3)$$

где
Прпt - прибыль предприятия от реализации продукции в t-ом году;
Kt - капитальные вложения,осуществляемые в t-ом году;
At - амортизационные отчисления на реновацию в t-ом году.

Этот показатель является более универсальным, так как учитывает также объем,ассортимент и качество продукции, причем как за весь период, так и по отдельным годам. Особенностью этого показателя является то, что здесь учитывается вся прибыль до ее распределения, без вычета обязательных платежей и налогов. Т.е. этот критерий в известной мере отражает народохозяйственный экономический эффект. И в формуле (1) и в формуле (3) в качестве

коэффициентов приведения разновременных затрат (Е) ранее применялись нормативные (директивные) коэффициенты экономической эффективности. При сравнении вариантов по формуле (1) применялся единый для всех отраслей нормативный коэффициент экономической эффективности, равный 0.15, а при определении абсолютной эффективности по формуле (3) - дифференцированный. Для нефтегазоперерабатывающей подотрасли он был установлен на уровне 0.06-0.08. Значение этого коэффициента напрямую не увязывалось с учетной ставкой ссудного капитала, в него вкладывыалось иное экономическое содержание, обсуждать которое здесь не будем. Однако с трансформацией экономической основы страны в большинстве случаев явочным порядком нормативный коэффициент эффективности стали увязывать с величиной ставки банковского кредита. В условиях высоких темпов инфляции вопрос о конкретных значениях коэффициентов остается открытым. Во всяком случае применительно к национальной валюте.

3. Срок окупаемости капитальных вложений.

Он определяется из расчетов по формуле (3) - это год, когда объем накопленной дисконтированной суммарной прибыли (с учетом амортизационных отчислений) сравняется с суммарным объемом дисконтированных капитальных вложений.

4.Рентабельность продукции (Рп) - это отношение прибыли от реализации продукции к себестоимости ее производства.

5.Рентабельность производства (Рф) - это отношение прибыли от реализации продукции к основным фондам (или к производственным капитальным вложениям).

Поскольку по законодательству проценты за долгосрочные кредиты не могут относиться на себестоимость,постольку и в п.4 и в п.5 речь идет о всей массе прибыли, т.к. оплата за кредиты из прибыли не вычитается.

В случае, когда капитальные вложения осуществляются в годы,предшествующие началу выпуска продукции,а значения прибыли практически неизменны по годам деятельности предприятия,годовая рентабельность определяется по формулам:

$$Рпt=\frac{Прпt}{C_t} \qquad (4)$$

$$Рфt=\frac{Прпt}{ОФ} \qquad (5)$$

где ОФ - стоимость основных фондов.

В случае,когда капитальные затраты осуществляются не только в годы,предшествующие началу деятельности предприятия,его прибыль существенно меняется по годам,среднегодовая рентабельность затрат может быть рассчитана по формулам:

708

$$\overline{Рп}=\frac{\sum_{t=1}^{T} Прпt}{\sum_{t=1}^{T} C_t} \qquad (6)$$

$$\overline{Рф}=\frac{\sum_{t=1}^{T} Прпt}{ОФ \cdot T} \qquad (7)$$

Применительно к строительству объектов сбора и переработки газа и газового конденсата обычно применяют формулы (6) и (7), так как объем ресурсов и их качество,как правило, существенно меняются во времени и оценки за какой-то один год не могут отразить реальную эффективность.

Широкое применение в качестве исходной базы для определения экономической эффективности расчетной прибыли от реализации продукции, а не чистой прибыли (прибыли за вычетом налогов, выплаты за кредиты,процентов за долгосрочные кредиты и др. выплаты) объясняются тем,что в значительной мере топливный комплекс относится к сфере государственного регулирования,финансирование которого осуществляется за счет бюджета.

При проектировании строительства совместных предприятий, а также проектов, финансирование которых осуществляется частично за счет хозяйственной деятельности предприятия и за счет кредитов, в настоящее время все более частое применение находят ниже приведенные показатели экономической эффективности.

6.Среднегодовая рентабельность капитальных вложений в создание вышеназванных предприятий ($\overline{Рсп}$):

$$\overline{Рсп}=\frac{\sum_{t=1}^{T} (Пчt+A_t)}{K \cdot T} \qquad (8)$$

где:

Пчt - чистая прибыль совместного предприятия в t-ом году;

Аt - амортизационные отчисления в t-ом году;

К - капитальные затраты на создание предприятия по всем источникам финансирования.

Для определения чистой прибыли от реализации продукции вычитаются: выплаты % за кредиты, налоги в госбюджет. При определении сумм, подлежащих налогообложению, из прибыли от реализации продукции, высчитываются выплаты в погашение основной суммы долга по кредитам, отчисления в фонд развития производства и науки, в резервный фонд, прибыль, направляемая на инвестиции, налоги на содержание жилищного фонда и объектов соцкульбыта.

Следует отметить, что по методике ЮНИДО при определении суммы к налогообложению высчитываются только суммы выплат процентов за кредиты, но ие платежи в погашение основной суммы долгов.

7. Интегральный эффект предприятия (Эсп).

Определяется по формуле (9):

$$Эсп=\sum_{t=1}^{T}(Пч+A_t-K_t)\cdot\alpha_t+L_T\cdot\alpha_T \qquad (9)$$

где:

Lт- ликвидационная стоимость предприятия,в составе которой учитываются стоимость зданий, сооружений, оборудования и т.п. с учетом их износа за период действия соглашения о совместном предприятии.

Интегральный эффект совместного предприятия (Эсп) по формуле (9) отличается от интегрального эффекта (Эт) по формуле (3) главным образом тем, что в первом случае применяется показатель чистой прибыли, тогда как в формуле (3) - вся прибыль от реализации продукции. То, что в формуле (3) не приводится ликвидационная стоимость предприятия (Lт) не столь существенно, так как по российской практике ее учет не возбраняется.

8. Интегральный народнохозяйственный эффект от создания на территории России совместного предприятия (Эн/хсп).

Определяется по формуле (10):

$$Э_{Мхсп}=\sum_{t=1}^{T}(Э_{цt}+П_{рt}-V_t-W_t+Б_t-Кр_t)\cdot\alpha_t+(L_T+A'-Ф_з'-Ф_а')\cdot\gamma\cdot\alpha_T \qquad (10)$$

где:

Эцt - доходы России от деятельности совместного предприятия, ценрализуемые в госбютжет, в t-ом году;

Прt - прибыль, перечисляемая российскому участнику совместного предприятия в t-ом году после вычета налогов и платы за пользование землей, недрами, водой и другими природными ресурсами;

Vt - кредиты Госбанка России и ВНЕШЭКОНОМБАНКА России, выдаваемые предприятию в t-ом году;

Wt - выплаты процентов совместному предприятию по его средствам, хранящимся на счетах в банках России, в t-ом году;

Бt - поступления в Госбанк РФ и ВНЕШЭКОНОМБАНК РФ совместного предприятия в счет погашения кредитов, включая проценты, в t-ом году;

Крt - вклад российского участника в уставной фонд совместного предприятия, в t-ом году;

A', $Ф'_з$, $Ф'_а$ - соответственно неизрасходованная к году Т часть амортизационных отчислений, резервного фонда и фонда развития производства, науки, техники;

α_t; α_T - коэффициенты приведения во времени;

γ - доля вклада российского участника в уставный фонд совместного предприятия.

В свою очередь, доходы России от деятельности совместного предприятия, централизуемые в госбюджет в t-ом году (Эцt), расчитываются по формуле (11);

$$Э_{ц\,t}=Пнt\cdot B+Пивt\cdot q+З_{с\,t}\cdot r+Д_t+Зиt\cdot S \qquad (11)$$

где :

Пнt - прибыль совместного предприятия Т-го года, представляемая к налогообложению;

В - ставка налога на прибыль совместного предприятия;

Пивt - часть прибыли иностранного участника совместного предприятия, переводимая в иностранной валюте за границу в t-ом году;

q - ставка налога на перевод прибыли за границу России;

r - ставка подоходного налога на заработную плату российских работников;

S - ставка подоходного налога на заработную плату иностранных работников;

Зсt - расходы совместного предприятия на заработную плату российских работников в t-ом году;

Зиt - расходы совместного предприятия на заработную плату иностранных работников в t-ом году;

Дt - поступления в бюджет за право пользования землей, недрами, водой и другими природными ресурсами России в t-ом году.

Следует отметить, что в связи с происходящими структурными изменениями в экономике России, все более значительная доля кредитов может быть получена вне государственных банков - акционерных, частных, совместных и т.п. Поэтому, по-видимому, доходы, от выдачи кредитов следует относить на эффект от строительства совместного предприятия также и в случае получения кредитов из этих банков, однако, насколько нам известно, ни в одном официальном документе это положение не зафиксировано. Это в равной мере относится к средствам, хранящимся на счетах в банках.

Следует иметь в виду,что на величину интегрального экономического эффекта (формула 9) и интегрального народнохозяйственного экономического эффекта (формула 10) от создания совместных предприятий в сильнейшей мере влияет, какой будет принят расчетный курс рубля по отношению к иностранной валюте. Эквивалентность официального курса доллара,устанавливаемая на аукционе,его применимость для расчетов эффективности подвергается серьезной критике. Во всяком случае этот вопрос требуется серьезно обсудить с участниками совместного предприятия до начала выполнения расчетов.

С этим же связан вопрос о доле продукции,которая будет экспортироваться для обслуживания кредитного долга. Применительно к нефтегазоперерабатывающему комплексу это требует согласования с правительственными структурами.

9. Интегральный хозрасчетный эффект российского участника совместного предприятия (Эр).

Определяется по формуле (12):

$$Э_р=\sum_{t=1}^{T}(П_{рt}-K_р)\cdot\alpha_t+(L_t+A'+Ф_з'+Ф_а')\gamma\cdot\alpha_T \qquad (12)$$

10. Среднегодовая рентабельность затрат российского участника ($\overline{P_p}$).

Рассчитывается по формуле (13):

$$\overline{P_p}=\frac{\sum_{t=1}^{T} П_{pt}}{K_p \cdot T} \qquad (13)$$

где:

K_p - вклад российского участника в уставной фонд совместного предприятия.

В формулах (12) и (13) остальные обозначения прежние.

11. Интегральный эффект затрат иностранного участника на создание и развитие совместного предприятия (Эи).

Определяется по формуле (14):

$$Э_и=\sum_{t=1}^{T} (П_{чит}-K_{it})\cdot\alpha_t+(L_t+A'+Ф_3'+Ф_в')\cdot(1-\gamma)\cdot\alpha_T \qquad (14)$$

где:

Кит - капитальные вложения иностранного участника в создание и развитие совместного предприятия в Т-ом году;

Пчит - чистая прибыль иностранного участника в Т-ом году, которая представляет разность между суммой прибыли совместного предприятия, перечисляемая иностранному участнику и суммой налога, уплачиваемого при переводе прибыли за границу.

12. Среднегодовая рентабельность затрат иностранного участника на создание совместного предприятия ($\overline{P_и}$).

Рассчитывается по формуле (15):

$$\overline{P_и}=\frac{\sum_{t=1}^{T} Пчит}{K_и \cdot T} \qquad (15)$$

где $K_И$ - вклад иностранного участника в уставной фонд совместного предприятия.

13. Срок окупаемости капитальных вложений российского (иностранного) участника совместного предприятия.

Определяется путем последовательного вычитания из суммы вклада российского (иностранного) участника совместного предприятия годовых значений отчисляемых российскому (иностранному) участнику прибыли до получения нулевого остатка. Число лет, за которое сумма

вклада российского (иностранного) участника полностью возмещается этой прибылью, является периодом окупаемости.

14. Внутренняя норма рентабельности (Ев).

Этот показатель может применяться для оценки экономической эффективности создания совместного предприятия как в целом по предприятию, так и в отдельности по долевым вкладам его участников.

Он заимствован из международной практики,в частности его содержание соответствует принятому комиссией ЮНИДО при ЮНЕСКО. Он характеризует интенсивность возврата затраченных средств на определенном интервале времени после их вложения за счет различных эффектов. Показатель (Ев) связан с показателями интегрального эффекта, расчитываемыми по формулам (9,12 и 14).

Эта связь заключается в том, что положительному значению интегрального эффекта соответствует внутренняя норма рентабельности привышающая норматив приведения показателей во времени (Е), который используется при определении коэффициента (a_T) в формуле (2) и по сути применяется как коэффициент дисконтирования затрат и результатов.

В отечественной экономической терминологии показатель (Е) называют нормативным коэффициентом экономической эффективности, увязывая его со сроком окупаемости капитальных вложений (нормативный коэффициент экономической эффективности есть величина, обратная нормативному сроку окупаемости капитальных вложений). Смотри также пояснения к формуле (3).

GAS RESOURCES DATA-BOOK 1

(ENGLISH VERSION)

714

Таблица внесенных изменений.
Table of revisions.

Книга 1.
Book 1.

Страница Page		Наименование изменения Description
англ. English	русск. Russian	
58	56	Масса насоса НЦ-104 - 0.27 т (t) Mass of pump
60	58	Теплопроизводительность печи 0.9-5.3x10^6 Вт (W) Furnace heating capacity
72	70	Диаметр К-901 - 0.4 м (m) Dia
72	70	Масса Е-902 - 15.52 т (t) Mass
77	75	Компрессот КЦ-102 - 2 шт(раб);1 шт(рез) Compressor КЦ102 – 2pcs(working);1hcs (stand-by)
103	101	Теплопроизводительность печи 4.94-5.28x10^6 Вт (W) Furnace heating capacity

715

BOOK 1

CONTENT

1.3 Proposals on gas resources distribution for the period of 1993-1998 3

1.4 Proposals on additional loading of GPP and CS with cap and stratum gas of oil and gas fields . . 17

1.5 Determination of raw material composition, supplied to facilities using oil gas 18

2.2 General information about meteorological conditions 19

2.3 Description of the control system philosophy 25

2.5 Process schemes 29

2.6 Equipment data sheet 47

2.8 Working facilities status 105

3. New construction 107

4. Commercial products from GPP of Pur region 110

5. Ecology 111

6. Economics 123

1.3. Proposals on gas resources distribution for the period of 1993-1998.

Gas resources on PO "Purneftegas" for the period of 1993-1998, based on data of the Institute "SIBNIIP" per years in mln.m3 will make up:

1993yr.	1994	1995	1996	1997	1998
4277mln.m3	4576	5648	7325	8882	9309

The main consumers of associated gas in Purovsky Region are oil and gas producing associations,using unstripped gas for their own needs at the fields and gas processing plants (existing Gubkinsky plant and Tarasovsky plant under design)

The list of the main consumers of gas for their own needs in PO "Purneftegas" is given in Table 1.3.1

Balance of gas production and distribution among consumers is made with account for capacity and throughput of currently operating facilities for gathering, transportation and processing of associated gas as well as with consideration of scheduled terms of putting into operation of new capacities in this region (Table 1.3.1).

Designed quantities of use of associated gas resources of PO"Purneftegas" fields will be as follows:

1993yr.	1994	1995	1996	1997	1998
2764mln.m3.	3026	3775	6775	8242	8905

After deduction from total gas amount the volume of gas losses during its gathering and transportation to Users, which makes up:

1993	1994	1995	1996	1997	1998
28	32	33	193	321	381

and the volume of gas,used for own needs of oil and gas producing plants, which makes up:

1993	1994	1995	1996	1997	1998
232	263	327	370	443	483

potential amounts of gas supply to gas processing plants and compressor stations has been determined.

On the whole gas supply to gas processing plants will make up:

1993	1994	1995	1996	1997	1998
2504	2731	3415	6212	7518	8041

including:

- to Gubkinsky GPP:

1993	1994	1995	1996	1997	1998
2504	2731	3415	4392	5378	4468

- to Tarasovsky GPP:

1993	1994	1995	1996	1997	1998
-	-	-	1820	2140	3573

- to Charampurskaya compresspor station:

1993	1994	1995	1996	1997	1998
-	-	-	1945	2217	2380

Balance of distribution of associated gas resources from PO "Purneftegas" is done with account for current infrastructure and regional location of the fields.

According to these features all PO "Purneftegas" fields can be grouped as follows:

1. Barsukovskaya Group.
   The following fields belong to this group:
   Barsukovskoje
   Novo-Purpeiskoje
   Verkhne-Purpeiskoje
   Zhapadno-Purpeiskoje
   Ujzhno-Tanlovskoje
   Meretojakhinskoje

2. Gubkinskaya Group.
   The following fields belong to this group:
   Komsomolskoje
   Gubkinskoje
   Severo-Gubkinskoje
   Severo-Komsomolskoje
   Vjuzhnoje
   Izvestinskoje
   Prisklonovoje

718

3. Tarasovskaya Group.
The following fields belong to this group:
Tarasovskoje
Ust-kharampurskoje
Severo-Tarasovskoje
Vost.Tarasovskoje
Severo-Ivasedopurovskoje
Zhap.Tarkosolinskoje
Zhap.Kharampurskoje
Tahskoje

4. Kharampurskaya Group
The following fields belong to this group:
Kharampurskoje
Yuzhno-Kharampurskoje
Festivalnoje
Yuzhno-Kharampurskoje
Sredne-Kharampurskoje
Tekto-Kharampurskoje
Kholmistoje
Ravninnoje
Akaitamskoje

5. Chaselskaja and Vostochno-Tarkosalinskaya Group.
The following fields belong to this groups:
Kinskoje
Vost.Tarkosalinskoje
Ust-Chaselskoje
Verkhne-Chaselskoje
Novo-Chaselskoje
Ujmantilskoje
Chatilkinskoje

6. Separate oil fields are as following:
Jarolkhinskoje

These oil fields, due to their distant location from the existing gas gathering and transportation systems as well as due to small volume of gas, can not be connected to the systems.

As for the use of the oil gas resources of these fields, they require a special approach as being small and distant.

The oil fields belonging to Barsukovskaya and Gubkinskaya group are trending to gas gathering area of Gubkinsky GPP.

The oil fields belonging to Tarasovskaya, Kharampurskaya, Chaselskaya and Vost. Tarkosalinskaya groups, relate to gas gathering system of Tarasovsky GPP.

Gas pipeline of Dn 1020 mm and l=64 km going from Tarasovskoje oil field to Gubkinsky GPP has been constructed recently and is under operation now.

By this gas pipeline, first separation stage oil gas from Tarasovskoje oil field is transported to Gubkinskyi GPP.

In the future perspective, this gas pipeline will be used as stand-by after put into operation of Tarasovsky GPP in order to deliver extra gas from Gubkinsky region (from Gubkinskoje oil field) to Tarasovsky GPP and back, if required.

In order to reach the flexibility of oil gas use from Barsukovskaya group of oil fields and to release the peak loads from Gubkinsky GPP to CGS of Barsukovskoje oil field, there has been designed Barsukovskaya compressor station and gas pipeline from this compressor station to Muravlenkovsky GPP has been built of the length 115 km and Dn=530 mm.

Currently the construction of Barsukovskaja compressor station has been stopped.

The developed project of oil gas use from oil fields of PO "Purneftegas" has considered the instability and complexity in forecasting the volumes of gas take off during oil production and has allowed to control the release of peak loads at gas processing facilities of this region without any additional capacities.

The balance of petroleum gas production and distribution of PO "Purneftegas" fields given in Table 1.3.1 is based on "SIBNIINP" data for volumes of 180mln.t oil production in 1955.

This alternative may be considered to be minimum.

Balanse of gas production and distribution for "Purneftegaz"

Table 1.3.1
MMm3

	Description	Years					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
1.	Oil Production						
	(Th.t/year) 9695	10190	10674	12164	14766	16091	
2.	Gas Resourses	4277	4576	5648	7325	8882	9309
	including 1 stage separation	4076.5	4365.1	5428.6	7072.8	8581.4	8984
	2 stage separation	33.8	36.5	37.9	42.8	49.7	54.8
	end st. separation	166.7	174.4	181.5	209.4	250.9	270.2
3.	Gas Production	2764	3026	3775	6775	8282	8905
	including 1 stage separation	2764	2905.5	3665.1	6572.7	8035.2	8636.6
	end st. separation	-	120.5	109.9	202.3	246.8	268.4
3.1.	Gas supply for its own needs	232	263	327	370	443	483
	including 1 stage separation	232	263	327	370	443	483
3.2.	Techological loss during						
	collection and transportation	28	32	33	68	90	94
	including 1 stage separation	28	32	33	68	90	94
3.3.	Gas supply to processing	2504	2731	3415	6337	7749	8328
	including 1 stage separation	2504	2610.5	3305.1	6134.7	7502.2	8059.6
	end st. separation	-	120.5	109.9	202.3	246.8	268.4
	- technological loss and own						
	needs CS	-	-	-	125	231	287
	including 1 stage separation	-	-	-	125	231	287
	- gas supply to GPP	2504	2731	3415	6212	7518	8041
	including 1 stage separation	2504	2610.5	3305.1	6009.7	7271.2	7772.6
	end st. separation	-	120.5	109.9	202.3	246.8	268.4
	Gubkinsky GPP,Total	2504	2731	3415	4392	5378	4468
	including 1 stage separation	2504	2610.5	3305.1	4246.7	5203.4	4359.5
	end st. separation	-	120.5	109.9	145.3	174.6	108.5
	Tarasovsky GPP,Total	-	-	-	1820	2140	3573
	including 1 stage separation	-	-	-	1763	2067.8	3413.1
	end st. separation	-	-	-	57	72.2	159.9
3.	Per sent of Use (%)	64.6	66	67	92	93	96

Balanse of gas production and distribution for Gubkinsky GPP

Continue table 1.3.1

MMm3

	Description		Years					
			1993	1994	1995	1996	1997	1998
	Komsomolskoye		543	641	1062	1886	2239	2058
	including	1 stage separation	539	636	1053	1869	2214	2027
		2 stage separation	1	1	2	4	6	7
		end st. separation	3	4	7	13	19	24
	Gubkinskoye		41	133	215	279	319	314
	including	1 stage separation	39.9	130.8	210.7	273.6	313.5	308.5
		2 stage separation	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5
		end st. separation	1	2	4	5	5	5
	Izvestinskoye		1	8	12	15	15	13
	including	1 stage separation	1	7.8	11.8	14.6	14.6	12.6
		2 stage separation	-	-	-	0.1	0.1	0.1
		end st. separation	-	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
	Severo-Komsomolskoye		-	2	97	202	350	517
	including	1 stage separation	-	1.8	96	200.5	347	512
		2 stage separation	-	0.1	0.3	0.5	1	1
		end st. separation	-	0.1	0.7	1	2	4
	Severo-Gubkinskoye		-	3	26	451	1350	1935
	including	1 stage separation	-	2.7	23.8	428	1292	1864
		2 stage separation	-	-	0.2	2	5	6
		end st. separation	-	0.3	2	21	53	65
	Prisklonovoye		5	39	59	54	41	36
	including	1 stage separation	4.3	33	50	46	35	30
		2 stage separation	0.1	1	1	1	1	1
		end st. separation	0.6	5	8	7	5	5
1.	Gas Resourses		590	826	1471	2887	4314	4873
	including	1 stage separation	584.2	812.1	1445.3	2831.7	4216.1	4754.1
		2 stage separation	1.2	2.3	3.8	8	13.6	15.6
		end st. separation	4.6	11.6	21.9	47.3	84.3	103.3
2.	Gas Production		540	785	1397	2743	4141	4678
	including	1 stage separation	540	785	1397	2695.7	4056.7	4574.7
		end st. separation	-	-	-	47.3	84.3	103.3
2.1.	Gas supply for its own needs		32	47	85	146	215	253
	including	1 stage separation	32	47	85	146	215	253
2.2.	Technological loss during collection and transportation		4	7	12	27	45	48
	including	1 stage separation	4	7	12	27	45	48
2.3.	Gas supply to Gubkinsky GPP		504	731	1300	2570	2606	2517
	including	1 stage separation	504	731	1300	2522.7	2574.7	2478.7
		end st. separation	-	-	-	47.3	31.3	38.3

722

Continue table 1.3.1
MMm3

	Description	Years					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
2.4.	Gas supply to						
	Severo-Gubkinsky CS	-	-	-	-	1275	1860
	including 1 stage separation	-	-	-	-	1222	1795
	end st. separation	-	-	-	-	53	65
	- technological loss and own needs CS	-	-	-	-	82	121
	including 1 stage separation	-	-	-	-	82	121
	- gas supply to Gubkinsky GPP	-	-	-	-	1193	1739
	including 1 stage separation	-	-	-	-	1140	1674
	end st. separation	-	-	-	-	53	65
3.	Per sent of Use (%)	91	95	95	95	96	96
	Barsukovsky group						
	Barsukovskoye	1370	986	610	347	168	67
	including 1 stage separation	1359	975	601	340	163	63
	2 stage separation	5	5	4	3	2	2
	end st. separation	6	6	5	4	3	2
	Zapadno-Purpeiskoye	11	10	6	5	4	4
	including 1 stage separation	10.6	9.7	5.7	4.9	3.9	3.9
	2 stage separation	0.1	0.1	0.1	-	-	-
	end st. separation	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
	Verkhne-Purpeiskoye	69	39	34	30	15	9
	including 1 stage separation	67.9	38.1	33.1	29.3	14.3	8.5
	2 stage separation	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.2
	end st. separation	0.6	0.5	0.5	0.4	0.4	0.3
	Novo-Purpeiskoye	197	163	138	117	99	83
	including 1 stage separation	188	155	131	112	94	79
	2 stage separation	2	2	2	1	1	1
	end st. separation	7	6	5	4	4	3
	Meretojakhinskoye	-	-	3	13	45	74
	including 1 stage separation	-	-	2.8	12.5	43.3	71
	2 stage separation	-	-	0.1	0.3	1	2
	end st. separation	-	-	0.1	0.2	0.7	1
1.	Gas Resourses	1647	1198	791	512	331	237
	including 1 stage separation	1625.5	1177.8	773.6	498.7	318.5	225.4
	2 stage separation	7.6	7.5	6.6	4.6	4.3	5.2
	end st. separation	13.9	12.7	10.8	8.7	8.2	6.4
2.	Gas Production	1101	1079	751	492	318	227
	including 1 stage separation	1101	1071.5	744.4	487.4	313.7	221.8
	end st. separation	-	7.5	6.6	4.6	4.3	5.2

Continue table 1.3.1
MMm3

	Description	Years					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
2.1.	Gas supply for its own needs	89	69	46	26	17	13
	including 1 stage separation	89	69	46	26	17	13
2.2.	Technological loss during collection and transportation	12	10	7	5	3	2
	including 1 stage separation	12	10	7	5	3	2
2.3.	Gas supply to Gubkinsky GPP	1000	1000	698	461	298	212
	including 1 stage separation	1000	992.5	691.4	456.4	293.7	206.8
	end st. separation	-	7.5	6.6	4.6	4.3	5.2
3.	Per sent of Use (%)	67	90	95	96	96	96
	Gubkinsky GPP, All Total						
1.	Gas Resourses	2237	2024	2262	3399	4645	5110
	including 1 stage separation	2209.7	1989.9	2218.9	3330.4	4534.6	4979.5
	2 stage separation	8.8	9.8	10.4	12.6	17.9	20.8
	end st. separation	18.5	24.3	32.7	56	92.5	109.7
2.	Gas Production	1641	1864	2148	3235	4459	4905
	including 1 stage separation	1641	1856.5	2141.4	3183.1	4370.4	4796.5
	end st. separation	-	7.5	6.6	51.9	88.6	108.5
2.1.	Gas supply for its own needs	121	116	131	172	232	266
	including 1 stage separation	121	116	131	172	232	266
2.2.	Technological loss during collection and transportation	16	17	19	32	48	50
	including 1 stage separation	16	17	19	32	48	50
2.3.	Gas supply to processing	1504	1731	1998	3031	4179	4589
	including 1 stage separation	1504	1723.5	1991.4	2979.1	4090.4	4480.5
	end st. separation	-	7.5	6.6	51.9	88.6	108.5
	- technological loss and own needs CS	-	-	-	-	82	121
	including 1 stage separation	-	-	-	-	82	121
	- gas supply to GPP	1504	1731	1998	3031	4097	4468
	including 1 stage separation	1504	1723.5	1991.4	2979.1	4008.4	4359.5
	end st. separation	-	7.5	6.6	51.9	88.6	108.5
3.	Per sent of Use (%)	73.3	92	95	95	96	96
	Additional supply to Gubkinsky GPP with Tarasovsky field	1000	1000	1417	1361	1281	-
	Gubkinsky GPP, Total	2504	2731	3415	4392	5378	4468

724

Balanse of gas production and distribution for Tarasovsky GPP

Continue table 1.3.1

MMm3

	Description		Years					
			1993	1994	1995	1996	1997	1998
	Tarasovskoye		1600	1600	1580	1480	1384	1291
	including	1 stage separation	1455	1470	1466	1379	1292	1210
		2 stage separation	19	17	15	13	12	11
		end st. separation	126	113	99	88	80	70
	Severo-Tarasovskoye		1	12	19	23	23	20
	including	1 stage separation	0.8	8.7	14.5	17.4	17.4	15.5
		2 stage separation	-	0.3	0.5	0.6	0.6	0.5
		end st. separation	0.2	3	4	5	5	4
	Ust-Harampurskoye		-	1	3	4	7	9
	including	1 stage separation	-	0.9	2.7	3.6	6.1	7.9
		2 stage separation	-	-	-	-	0.1	0.1
		end st. separation	-	0.1	0.3	0.4	0.8	1
	Tapskoye		-	-	-	-	-	1
	including	1 stage separation	-	-	-	-	-	0.8
		2 stage separation	-	-	-	-	-	-
		end st. separation	-	-	-	-	-	0.2
	Severo-Aivasedopurovskoye		-	-	2	3	4	4
	including	1 stage separation	-	-	2	3	3.8	3.8
		2 stage separation	-	-	-	-	0.1	0.1
		end st. separation	-	-	-	-	0.1	0.1
	Zapadno-Tarkosalinskoye		-	-	-	2	5	7
	including	1 stage separation	-	-	-	1.9	4.8	6.8
		2 stage separation	-	-	-	0.1	0.1	0.1
		end st. separation	-	-	-	-	0.1	0.1
1.	Gas Resourses		1601	1613	1604	1512	1423	1332
	including	1 stage separation	1455.8	1479.6	1485.2	1404.9	1324.1	1244,8
		2 stage separation	19	17.3	15.5	13.7	12.9	11.8
		end st. separation	126.2	116.1	103.3	93.4	86	75.4
2.	Gas Production		1099	1108	1524	1451	1366	1278
	including	1 stage separation	1099	995	1420.7	1357.6	1280	1202.8
		end st. separation	-	113	103.3	93.4	86	75.2
2.1.	Gas supply for its own needs		87	93	93	76	71	69
	including	1 stage separation	87	93	93	76	71	69
2.2.	Technological loss during collection and transportation		12	15	14	14	14	14
	including	1 stage separation	12	5	14	14	14	14
2.3.	Gas supply to GPP		1000	1000	1417	1361	1281	1195
	including	1 stage separation	1000	887	1313.7	1267.6	1195	1119.8
		end st. separation	-	113	103.3	93.4	86	75.2

125

Continue table 1.3.1
MMm3

	Description	Years					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
	- Gubkinsky GPP, Total	1000	1000	1417	1361	1281	-
	including 1 stage separation	1000	887	1313.7	1267.6	1195	1119.8
	end st. separation	-	113	103.3	93.4	86	75.2
	- Tarasovsky GPP, Total	-	-	-	-	-	1195
	including 1 stage separation	-	-	-	-	-	1119.8
	end st. separation	-	-	-	-	-	75.2
3.	Per sent of Use (%)	69	69	95	96	96	96
	Harampursky Compressor Station						
	Harampurskoye	439	907	1383	1455	1381	1133
	including 1 stage separation	411	866	1340	1410	1340	1096
	2 stage separation	6	9	9	10	9	8
	end st. separation	22	32	34	35	32	29
	Festivalnoye	-	-	1	10	66	114
	including 1 stage separation	-	-	0.9	9	60	102
	2 stage separation	-	-	-	0.2	1	3
	end st. separation	-	-	0.1	0.8	5	9
	Youjno-Harampurskoye	-	32	395	923	1259	1357
	including 1 stage separation	-	29.6	381	896	1227	1322
	2 stage separation	-	0.4	3	6	7	8
	end st. separation	-	2	11	21	25	27
	Sredne-Harampurskoye	-	-	-	1	7	12
	including 1 stage separation	-	-	-	0.9	6.4	10.7
	2 stage separation	-	-	-	-	0.1	0.3
	end st. separation	-	-	-	0.1	0.5	1
	Tekto-Harampurskoye	-	-	-	2	11	18
	including 1 stage separation	-	-	-	1.9	9.8	16.6
	2 stage separation	-	-	-	-	0.2	0.4
	end st. separation	-	-	-	0.1	1	1
	Holmistoye	-	-	-	-	-	4
	including 1 stage separation	-	-	-	-	-	3.5
	2 stage separation	-	-	-	-	-	0.1
	end st. separation	-	-	-	-	-	0.4
	Ravninnoye	-	-	-	-	9	43
	including 1 stage separation	-	-	-	-	8.5	40.7
	2 stage separation	-	-	-	-	0.1	0.3
	end st. separation	-	-	-	-	0.4	2
1.	Gas Resourses	439	939	1779	2391	2733	2681
	including 1 stage separation	411	895.6	1721.9	2317.8	2651.7	2591.5
	2 stage separation	6	9.4	12	16.2	17.4	20.1
	end st. separation	22	34	45.1	57	63.9	69.4

M6

Continue table 1.3.1
MMm3

	Description	Years					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
2.	Gas Production	24	54	103	2088	2381	2547
	including 1 stage separation	24	54	103	2031	2317.1	2477.6
	end st. separation	-	-	-	57	63.9	69.4
2.1.	Gas supply for its own needs	24	54	103	121	136	139
	including 1 stage separation	24	54	103	121	136	139
2.2.	Technological loss during collection and transportation	-	-	-	22	28	28
	including 1 stage separation	-	-	-	22	28	28
2.3.	Gas supply to GPP	-	-	-	1945	2217	2380
	including 1 stage separation	-	-	-	1888	2153.1	2310.6
	end st. separation	-	-	-	57	63.9	69.4
	- technological loss and own needs CS	-	-	-	125	144	155
	including 1 stage separation	-	-	-	125	144	155
	- Gas supply to Tarasovsky GPP	-	-	-	1820	2073	2225
	including 1 stage separation	-	-	-	1763	2009.1	2155.6
	end st. separation	-	-	-	57	63.9	69.4
3.	Per sent of Use (%)	5	6	6	87	87	95
	Chaselsky Compressor Station						
	Kinskoye	-	-	-	8	41	84
	including 1 stage separation	-	-	-	6.9	36	75
	2 stage separation	-	-	-	0.1	1	1
	end st. separation	-	-	-	1	4	8
	Ust-Chaselskoye	-	-	-	-	11	55
	including 1 stage separation	-	-	-	-	10.7	53.8
	2 stage separation	-	-	-	-	-	0.2
	end st. separation	-	-	-	-	0.3	1
	Verhne-Chaselskoye	-	-	-	-	-	1
	including 1 stage separation	-	-	-	-	-	0.9
	2 stage separation	-	-	-	-	-	-
	end st. separation	-	-	-	-	-	0.1
	Novo-Chaselskoye	-	-	-	-	-	1
	including 1 stage separation	-	-	-	-	-	0.9
	2 stage separation	-	-	-	-	-	-
	end st. separation	-	-	-	-	-	0.1
1.	Gas Resourses	-	-	-	8	52	141
	including 1 stage separation	-	-	-	6.9	46.7	130.6
	2 stage separation	-	-	-	0.1	1	1.2
	end st. separation	-	-	-	1	4.3	9.2

Continue table 1.3.1
MMm3

	Description	Years					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
2.	Gas Production	-	-	-	-	50	137
	including 1 stage separation	-	-	-	-	45.7	127.8
	end st. separation	-	-	-	-	4.3	9.2
2.1.	Gas supply for its own needs	-	-	-	-	2	8
	including 1 stage separation	-	-	-	-	2	8
2.2.	Technological loss during collection and transportation	-	-	-	-	-	2
	including 1 stage separation	-	-	-	-	-	2
2.3.	Gas supply to CS	-	-	-	-	48	127
	including 1 stage separation	-	-	-	-	43.7	117.8
	end st. separation	-	-	-	-	4.3	9.2
	- technological loss and own needs CS	-	-	-	-	3	8
	including 1 stage separation	-	-	-	-	3	8
	- Gas supply to Tarasovsky GPP	-	-	-	-	45	119
	including 1 stage separation	-	-	-	-	40.7	109.8
	end st. separation	-	-	-	-	4.3	9.2
3.	Per sent of Use (%)	-	-	-	-	96	97
	Vostochno-Tarkosalynskaya CS						
	Vostochno-Tarkosalynskoye	-	-	3	15	27	40
	including 1 stage separation	-	-	2.6	12.8	22.7	33.5
	2 stage separation	-	-	-	0.2	0.3	0.5
	end st. separation	-	-	0.4	2	4	6
	Youmantilskoye	-	-	-	-	-	1
	including 1 stage separation	-	-	-	-	-	0.9
	2 stage separation	-	-	-	-	-	-
	end st. separation	-	-	-	-	-	0.1
1.	Gas Resourses	-	-	3	15	27	41
	including 1 stage separation	-	-	2.6	12.8	22.7	34.4
	2 stage separation	-	-	-	0.2	0.3	0.5
	end st. separation	-	-	0.4	2	4	6.1
2.	Gas Production	-	-	-	1	26	39
	including 1 stage separation	-	-	-	1	22	32.9
	end st. separation	-	-	-	-	4	6.1
2.1.	Gas supply for its own needs	-	-	-	1	2	2
	including 1 stage separation	-	-	-	1	2	2

728

Continue table 1.3.1
MMm3

	Description	Years					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
2.2.	Technological loss during collection and transportation	-	-	-	-	1	1
	including 1 stage separation	-	-	-	-	1	1
2.3.	Gas supply to CS	-	-	-	-	23	36
	including 1 stage separation	-	-	-	-	19	29.9
	end st. separation	-	-	-	-	4	6.1
	- technological loss and own needs CS	-	-	-	-	1	2
	including 1 stage separation	-	-	-	-	1	2
	- Gas supply to Tarasovsky GPP	-	-	-	-	22	34
	including 1 stage separation	-	-	-	-	18	27.9
	end st. separation	-	-	-	-	4	6.1
3.	Per sent of Use (%)	-	-	-	7	95	95
	Tarasovsky GPP, ALL TOTAL						
1.	Gas Resourses	2040	2552	3386	3926	4235	4195
	including 1 stage separation	1866.8	2375.2	3209.7	3742.4	4045.2	4001.3
	2 stage separation	25	26.7	27.5	30.2	31.6	33.6
	end st. separation	148.2	150.1	148.8	153.4	158.2	160.1
2.	Gas Production	1123	1162	1627	3540	3823	4000
	including 1 stage separation	1123	1049	1523.7	3389.6	3664.8	3840.1
	end st. separation	-	113	103.3	150.4	158.2	159.9
2.1.	Gas supply for its own needs	111	147	196	198	211	217
	including 1 stage separation	111	147	196	198	211	217
2.2.	Technological loss during collection and transportation	12	15	14	36	42	44
	including 1 stage separation	12	15	14	36	42	44
2.3.	Gas supply to processing	1000	1000	1417	3306	3570	3739
	including 1 stage separation	1000	887	1313.7	3155.6	3411.8	3579.1
	end st. separation	-	113	103.3	150.4	158.2	159.9
	- technological loss and own needs CS	-	-	-	125	149	166
	including 1 stage separation	-	-	-	125	149	166
	- Gas supply to GPP, Total	1000	1000	1417	3181	3421	3573
	including 1 stage separation	1000	887	1313.7	3030.6	3262.8	3413.1
	end st. separation	-	113	103.3	150.4	158.2	159.9
	Gubkinsky GPP	1000	1000	1417	1361	1281	-
	including 1 stage separation	1000	887	1313.7	1267.6	1195	-
	end st. separation	-	113	103.3	93.4	86	-
	Tarasovsky GPP	-	-	-	1820	2140	3573
	including 1 stage separation	-	-	-	1763	2067.8	3413.1
	end st. separation	-	-	-	57	72.2	159.9

Continue table 1.3.1
MMm3

	Description	Years					
		1993	1994	1995	1996	1997	1998
3.	Per sent of Use (%)	55	45	48	90	90	95
	Ety-Purovskoye	-	-	-	-	2	4
	including 1 stage separation	-	-	-	-	1.6	3.2
	2 stage separation	-	-	-	-	0.2	0.4
	end st. separation	-	-	-	-	0.2	0.4

730

1.4. Proposals on additional loading of GPP and CS with cap and stratum gas of oil and gas fields.

In para 1.3 the balance of petroleum gas production and distribution for minimum alternative is considered. This balance shows that in 1998 there will be possible to supply to GPP for processing 8 billion m3/y of gas from PO "Purneftegas" fields. It follows that it is reasonable to develop in this region gas processing capacities up to 8 billion m3/y.

However, there is a certain concern about the duration of full feed stock loading both at gas processing plants in operation and at those being newly developed, as it took place in other regions of West Syberia (Nizhnevartovsky GPP, Varjegansky GPP).

It should be noted that fields of Purovsky region differ from those of the Middle New Ob district of Tyumen region. All these fields are in particular oil-gas-condensate and strata.

Nowadays only oil strata containing oil fringes with gas cap are under development.

Gas-condensate reservoirs without oil fringes are not developing nowadways. Their putting into operation is not considered till 2000.

Free residue gas reservoirs of Senomanian deposits are at the balance of "Purneftegas" and are also not under development nowadays, their putting into operation till 2000 is not considered.

According to "SIBNIINP" evaluation of maximum levels on production of free gas and gas of gas-condensate reservoirs and gas caps, the potential possibilities of production in Purovsky region may make up 160-170 billion m3/y. (Para.1.1,1.2).

In case free gas contains only methane in its composition and may be immediately transported to gas pipeline of "Gasprom", gas from gas-condensate reservoirs and gas caps in terms of its characteristics is on a par with petroleum gas and may serve as an additional feed stock for GPPs.

Therefore, if necessary, it may be always possible to use additional loadings of gas processing facilities of Gubkinsky GPP with gas of gas caps and gas-condensate reservoirs from North-Gubkinsky fields, and for Tarasovsky GPP - with gas of similar reservoirs of Tarasovsky, South-Kharampursky and East-Tarkosalinsky fields.

For the period till 1998, taking into account the accepted commissioning date of gas processing capacities, the measures on their additional loadings with feed stock are not required.

1.5. Determination of raw material composition supplied to facilities using oil gas

Raw material compositions supplied to facilities using oil gas of Purovsky region were calculated taking into account the following parameters:

1. Annual gas supply quantities from each field with reference to commissioning dates for gas collecting networks and interfield gas stations for the gas of end separation stages and other facilities for field development.

2.Losses of liquid hydrocarbons C3+ during field gas gathering into gas pipeline and gas gathering networks.

3.Losses of liquid hydrocarbons C3+ on additional gas separation units located at GPP inlet.

4.Losses of liquid hydrocarbons C3+ during gas compression at CS.

5.Gas composition calculation does not include gases of the 2nd separation stage which are mainly burnt at flares as they have pressure lower than gas pressure of the Ist separation stage gas and very small quantity (2-3% from gas quantity of the Ist separation stage).

6.Gas of end separation stages produced by oil treatment at Central Gathering Stations for oil after putting into operation special compressor stations for gas of final separation stages are also included into raw material composition calculation, which is supposed to be supplied to facilities using gas of Purovsky region.

In the Table 1.5.1 quantities and compositions of raw material supplied to facilities using gas of Purovsky region are given.

Table 1.5.1

Indices	Years					
	1993	1994	1995	1996	1997	1998
		Gubkinsky GPP				
-gas supply,MMm3	2504	2731	3415	4392	5378	4468
- C3+, kg/m3	190	190	190	195	200	182
		Tarasovsky GPP				
-gas supply,MMm3	-	-	-	1820	2140	3573
- C3+, kg/m3	-	-	-	320	320	320
		Harampurskaya CS				
-gas supply,MMm3	-	-	-	1945	2217	2380
- C3+, kg/m3	-	-	-	320	324	332

2.2. General information about meteorological conditions

2.2.1. Tarasovsky GPP

2.2.1.1. Climatic conditions of construction site

Absolute minimum temperature - minus 61 C
Absolute maximum temperature - plus 34 C
Average temperature of cold 5-days period - minus 46 C
Air temperature for air-cooler design - plus 20.7 C
Annual average temperature - minus 6.7 C

Recurrence of winds, calm and wind velocity

Rhumb	January		July	
	recurrence %	velocity m/sec	recurrence %	velocity m/sec
N	5	3.1	24	3.9
NE	3	2.8	15	3.7
E	7	3.6	8	3.4
SE	17	4.0	9	3.5
S	27	5.0	7	3.3
SW	22	4.6	8	3.2
W	11	3.8	8	3.2
NW	8	3.4	21	3.9
Calm	21	-	14	-

The highest wind velocity is equal to 20 m/sec the excess of which in a year is 5%.

Natural Loads:

- Standard value of wind pressure at elevation up to 10.0 m - 0.23 kPa (23 Kgf/m2)
- Standard value of snow pressure - 2.0 kPa (200 Kgf/m2)
- Special loads are absent.

2.2.1.2. Geological Engineering Conditions

In Tarasovsky GPP region, down to examined depth of 15.0 m, soils are represented by fine and dusty sands of average density and dense with lenses and loam partings of softy and hard plastic consistency, and by sand loams of plastic consistency.

Peat occurs on swamps from surfaces, with maximum thickness of 2.0m. Separate areas have permafrost soils of island-type occurence. Sands are hard frost, sand loams and loams are plastic frost. Underground waters occur everywhere. Underground waters are characterized by weak sulfate attack to concrete. Soil corrosiveness with respect to carbon steel is low.

Standard depth of seasonal loam freezing is 3.0 m, for sands and sand loams - from 3.5 m to 4.0m.

As a rule pile foundations are used at the construction region.

Allowable load to piles of 300x300m cross-section and 6.0-8.0m length is equal, respectively: 130kN - 150kN (13.0 - 15.0 tf).

Designed soil resistance of natural base is: 0.15 mPa (1.5Kgf/cm2).

Special measures taken into account during design and construction are as follows:

- anticorrosive protection of underground structures;
- taking into account the effect of swell properties of soils to foundations;
- change of upper peat soil layers for building and structures for non-swell and non-subsiding soils;
- taking into account the effect of permafrost soils to foundations.

2.2.2. Gubkinsky GPP

2.2.2.1. Climatic conditions of construction site

Absolute minimum temperature - minus 61 C
Absolute maximum temperature - plus 34 C
Average temperature of cold 5-days period - minus 46 C
Air temperature for air-cooler design - plus 20.7 C
Annual average temperature - minus 6.7 C

Recurrence of winds,calm and wind velocity

Rhumb		January		July	
		recurrence %	velocity m/sec	recurrence %	velocity m/sec
N	5	3.1	24	3.9	
NE	3	2.8	15	3.7	
E	7	3.6	8	3.4	
SE	17	4.0	9	3.5	
S	27	5.0	7	3.3	
SW	22	4.6	8	3.2	
W	11	3.8	8	3.2	
NW	8	3.4	21	3.9	
Calm		21	-	14	-

The highest wind velocity is equal to 20 m/sec the excess of which in a year is 5%.
Natural Loads:

- Standard value of wind pressure at elevation up to 10.0 m - 0.23 kPa (23 Kgf/m2)
- Standard value of snow pressure - 2.0 kPa (200 Kgf/m2)
- Special loads are absent

2.2.2.2. Geological Engineering Conditions

In Gubkinsky GPP region, down to examined depth of 15.0 m, soils are represented by fine and dusty sands of average density and dense with lenses and loam partings of softy and hard plastic consistency, and by sand loams of plastic consistency.

Peat occurs on swamps from surfaces, with maximum thickness of 2.0m. Separate areas have permafrost soils of island-type occurence. Sands are hard frost, sand loams and loams are plastic frost. Underground waters occur everywhere. Underground waters are characterized by weak sulfate attack to concrete. Soil corrosiveness with respect to carbon steel is low.

Standard depth of seasonal loam freezing is 3.0 m, for sands and sand loams - from 3.5 m to 4.0m.

As a rule pile foundations are used at the construction region.

Allowable load to piles of 300x300m cross-section and 6.0-8.0m length is equal, respectively: 130kN - 150kN (13.0 - 15.0 tf).

Designed soil resistance of natural base is: 0.15 mPa (1.5Kgf/cm2). Special measures taken into

account during design and construction are as follows:

- anticorrosive protection of underground structures;
- taking into account the effect of swell properties of soils to foundations;
- change of upper peat soil layers for building and structures for non-swell and non-subsiding soils;
- taking into account the effect of permafrost soils to foundations.

2.2.3. Kharampurskaya CS

2.2.3.1. Climatic conditions of construction site

Absolute minimum temperature - minus 61 C
Absolute maximum temperature - plus 34 C
Average temperature of cold 5-days period - minus 46 C
Air temperature for air-cooler design - plus 20.7 C
Annual average temperature - minus 6.7 C

Recurrence of winds,calm and wind velocity

Rhumb	January		July	
	recurrence %	velocity m/sec	recurrence %	velocity m/sec
N	5	3.1	24	3.9
NE	3	2.8	15	3.7
E	7	3.6	8	3.4
SE	17	4.0	9	3.5
S	27	5.0	7	3.3
SW	22	4.6	8	3.2
W	11	3.8	8	3.2
NW	8	3.4	21	3.9
Calm	21	-	14	-

The highest wind velocity is equal to 20 m/sec the excess of which in a year is 5%.

Natural Loads:

- Standard value of wind pressure at elevation up to 10.0 m - 0.23 kPa (23 Kgf/m2)
- Standard value of snow pressure - 2.0 kPa (200 Kgf/m2)
- Special loads are absent
- Average wind velocity as per directions is given in Table.

2.2.3.2. Geological Engineering Conditions

In Kharampurskaja CS region, down to examined depth of 15.0 m, soils are represented by fine and dusty sands of average density and dense with lenses and loam partings of softy and hard plastic consistency, and by sand loams of plastic consistency.

Peat occurs on swamps from surfaces, with maximum thickness of 2.0m. Separate areas have permafrost soils of island-type occurence. Sands are hard frost, sand loams and loams are plastic frost. Underground waters occur everywhere. Underground waters are characterized by weak sulfate attack to concrete. Soil corrosiveness with respect to carbon steel is low.

Standard depth of seasonal loam freezing is 3.0 m, for sands and sand loams - from 3.5 m to 4.0m.

As a rule pile foundations are used at the construction region.

Allowable load to piles of 300x300m cross-section and 6.0-8.0m length is equal, respectively: 130kN - 150kN (13.0 - 15.0 tf).

Designed soil resistance of natural base is: 0.15 mPa (1.5Kgf/cm2).

Special measures taken into account during design and construction are as follows:

- anticorrosive protection of underground structures;
- taking into account the effect of swell properties of soils;
- change of upper peat soil layers for building and structures for non-swell and non-subsiding soils;
- taking into account the effect of permafrost soils to foundations.

2.3. Description of the Control System Philosophy. Description of the System of Commercial Accounting of Associated Gas and Products of its Processing.

2.3.1. Tarasovsky GPP

Distributed control system (DCS) based on microprocessor means of production automation in the CIS plants is provided for technological process automation control.

Control of the following facilities is provided:

- unstripped gas compressor station;
- gas and condensate dehydration unit;
- gas processing unit;
- booster compressor station;
- propane recovery unit;
- air compressor station.

2.3.1.1. Requirements to DCS functions.

Control system provides realization of the following main functions:

Information functions:

- data acquisition and primary processing of process data;
- signalling of electrically driven equipment and shut-off valves status;
- alarm of process parameters deviations from the norm;
- calculations of current values, balances and technical and economical values;
- archieving of information;
- recording and printing out of the output information;
- recording of process personnel actions;
- preparation and data exchange with the upper level computer (plant dispatcher).

Control functions:

- automatic control of process parameters;
- manual control from process operator working places, control of electrically driven equipment (start-up, shut-down) and shut-off pipeline valves (open, close, stop);
- logic programmable control of cycle processes;

Diagnostics functions:

- diagnostics of measuring channels;
- self-diagnostics of technical and DCS program means.

Process safety is provided with the help of subsystem of anti-emergency protection of increased safety.

Main safety functions are provided independently from DCS elements serviceability.

Anti-emergency protection subsystem provides the following;

- automatic protection of process equipment in emergency situations with visual and audible signal to CCR;
- automatic trouble free shut down of equipment and individual units in case of parameter emergency values, which determine safety and /or actuation of emergency shut down push-buttons in CCR;
- recording of response and control for anti-emergency protection means operability;
- data generation about unit safety status for transmission to the upper level computer.

Anti-emergency protection includes gas concentration control subsystem, providing:

- monitoring of explosion-hazardous gas leakages in Plant buildings and at the outdoor process units;
- generation of warning signals at 20% and 50% of LEL in CCR and in leakage area;
- start-up of emergency ventilation systems at 20% of LEL;
- shut down of equipment installed inside Plant buildings at 50% of LEL in these buildings.

Commercial account of associated gas and end product (hydrocarbon broad fraction, dry gas) is provided in accordance with the industrial branch governing document in volumetric units (for gas) and in mass units (for broad fraction of light hydrocarbons) in terms of normal conditions (t=0 oC, P=0 KPa). Commercial account units shall provide measuring of consumption by method of alternating pressure drop at orifice plates, temperature and product pressure with parameter transmission to DCS.

Self-recording differencial pressure gauge, providing measuring of consumption with correction by pressure is used as secondary instrument, certified by Gosstandard services. Correction by temperature is provided by the technical personnel manually.

Commercial accounting of associated gas and ready product shall be provided by DCS while certification of calculation algorithms and measuring channels of computer means.

Measuring error of commercial account units for gas is +/-2.5, for liquid +/-1.5%.

2.3.1.2. Hardware Complex Structure.

Tarasovsky GPP DCS represents two-level system:

- lower level: parameter control transmitters, actuators, process control stations, gas content subsystem and anti-emergency protection subsystem;
- upper level: process operator and shift engineer working places.

Low level equipment is located in the local non-attended control rooms (LCR) and at process units; upper level equipment is located in CCR.

2.3.1.3 Control System Hardware

Hardware of control system is developed on the basis of full-scale production at C.I.S. plants of:

- parameter control transmitters with normalized electric output signals;
- gas content control instruments and line analyzers;
- microprocessor control stations and operator and shift engineer working place.

Import control and shut-off valves, purchased in the world market, make the exception.

2.3.1.4.Control System Power Supply.

Uninterruptable power supply source is provided for DCS. It guarantees operation of technical means complex during 0.5 hours in case of external power supply source failure.

Instrumentation air supply is provided from air compressor station. Air storage for consumer supply during 1 hour is provided in case of air compressor shut down.

2.3.2. Gubkinsky GPP.
1st (2nd)stage

2.3.2.1. General

Control system of 1st (2nd) stage of Gubkinsky GPP provides control of the complex of process units:
- feed gas separation and compression unit;
- gas and hydrocarbon condensate dehydration;
- low temperature condensate separation;
- cooling compressor station;
- booster compressor station;
- flare facilities and provides operation without permanent attendance in the area of process equipment.

Control and automation of above mentioned units is provided from operator panel, installed in a separate Central Control Room (CCR).

Control system structure represents centralised version of panel control system (in CCR) on the basis of State pneumatic measuring instruments system with implementation of alarm and logical control circuits using relay devices.

2.3.2.2. Control System Functions.

Control System performs the following main functions:

Information:
-process data acquizition (process parameters values) and their visual representation to personnel at panel instruments;
- visual alarm of the state of equipment (on/off) and of driven valves (open/closed) at the desk in CCR;
- audio-visual alarm of parameters deviations from set values;
- recording of process parmeters on diagrammatic tapes (disks) of panel instruments;
- commercial metering of raw gas, commercial gas and liquid product (broad fraction of light hydrocarbons).

Control functions:
- process parameters control;
- manual control of driven equipment and valves from the panel (desk);
- logical program control of cycle processes of gas and condensate dehydration; compressors and turboexpander start-up/shut-down;
-tasks formation for controllers;
- automatic protection of the process and process equipment in emergency cases with transmission of visual and audio signal to Control Room;
-automatic failure-proof shut-down of process equipment (compressors, turboexpander, furnaces, etc.) at emergency parameters values, which characterise safety.

Control system comprises subsystem for gas concentration control in ambient air, which provides:
- control of explosive gas leakages in plant rooms;
- warning of operating personnel in the areas with hazardous gas concentrations (20% and 50% of LEL).

Automatic control system of gas concentrations in rooms together with warning signal sends the message for emergency exhaust ventilation start-up (at 20% of LEL) and equipment shut-down (at 50% of LEL).

Leakage video-audio signal is sent to the leakage area and to CCR. Common alarm (at 50% of LEL) goes to gas rescue service of GPP.

2.5. PROCESS SCHEMES.

2.5.1. Tarasovsky GPP

2.5.1.1. General

The capacity of Tarasovsky GPP is supposed to be 2.14 mlrd.m3/year.
GGP includes the following:
- gas processing unit;
- general purpose plant facilities, providing the needs of both stages;
- flare facilities;
- storage of car propane;
- high purity propane recovery unit.

Gas processing unit is done as complete process line and includes the following:
- preliminary separation unit;
- raw gas compression unit;
- gas and condensate dehydration;
- low temperature condensation section with turboexpander;
- refrigeration section;
- compression of stripped gas.

Initial gas (% vol) (design)

Nitrogen	-	0.67-0.92
C1	-	66.00-64.62
CO2	-	0.02-0.07
C2	-	12.11-11.50
C3	-	13.14 - 13.30
iC4	-	2.03-3.16
nC4	-	4.06-4.05
iC5	-	0.79-0.91
nC5	-	0.82-0.74
C6	-	0.24-0.47
C7	-	0.06-0.16
C8	-	0.03-0.07
C9	-	0.02
C10	-	0.01

Hydrogene sulfide content is not specified. Gas density at 0 oC and P=101325 Pa is 1.127-1.162 kg/m3.

Droplet liquid content (mainly oil) is 1.0 g/m3.

Quantity of processed gas is 2.14 mlrd.m3/year (at 760 mm Hg column and 293 K).

Incoming gas parameters.

Absolute gas pressure at plant inlet is 0.22 MPa and temperature 0-15 oC.

Commercial gas, mol.% (design)

Nitrogen	-	1.187
C1	-	83.368
CO2	-	0.091
C2	-	13.579
C3	-	1.705
iC4	-	0.038
nC4	-	0.023
iC5	-	0.006
nC5	-	0.003

Gas quantity per year is 1629.83 mln.m3 (at temperature of 293 K and P=101325 Pa) (1263.121 thous.t/year).

Density at 0 oC and P=101325 Pa is 0.831 kg/m3.

Gas dew point not higher than minus 15 oC at pressure 7.5 MPa.

Dry stripped gas meets OST 51-40-83. It is supplied to main gas pipeline Urengoi—Cheliabinsk.

Composition of NGL broad cut (design) directed to product pipeline, and % wt. meet the requirement of grade "A" as per TU 38.101.524-83.

C2	-	2.53
C3	-	45.36
iC4	-	15.69
nC4	-	20.23
iC5	-	5.67
nC5	-	4.61
C6	-	3.50
C7	-	1.39
C8	-	0.70
C9	-	0.21
C10	-	0.11

The density of NGL broad cut is 520.2 kg/m3 at temperature 35 oC and pressure 2.8 MPa(g).

Quantity is 1028.634 thous.t/y.

Propane of high purity used for plant needs as coolant, weight %:

C2	-	1.27
C3	-	97.75
iC4	-	0.77
nC4	-	0.21

Quantity is 0.042 thous.t/y; density 426.6 kg//m3 at temperature 38 oC and pressure 1.8MPa.

2.5.1.2. Preliminary separation unit.

Oil gas from gas pipeline goes to three connected in parallel oil/condensate separators C-1/1-3 in order to separate periodically oil slugs from gas.

Then gas goes to metering unit and oil slug overflows to E-1, where from it is forced out by high pressure gas to oil pipeline going to CGS.

2.5.1.3. Gas compression.

Downstream metering unit gas goes to filter-separators C-101/1-5, where drop liquid and mechanical impurities are separated and then go to suction of centrifugal compressor low pressure cylinder KЦ-101/1-5. Separated liquid is collected in three-phase separator E-101. Hydrocarbon condensate by level control is pumped-out by pump HIП-101/1,2 to oil/condensate separation unit. Water from time to time goes to water degassing tank E-102 and then is discharged to sewer system. Gas after compression up to 0.85 MPa is cooled down in intermediate air coolers T-102/1-5 while formed condensate and water are separated in C-102/1-5 and then are sent to E-101 for separation. Gas is compressed by compressor KЦ-101/1-5 second stage up to pressure 3.6 MPa, cooled down in heat exchanger T-107, air cooler T-103, separated in C-103/1-5 and sent to K.O. drum E-104 from where hydrocarbon condensate is send by pump HЦ-104 for dehydration, while water is supplied for degassing in E-102.

The mixture of glycol and water is used for compressor cylinder cooling. Oil is cooled in air coolers.

2.5.1.4. Gas and condensate dehydration.

Dehydration of compressed gas is performed by means of adsoption in columns K-201/1-6 under pressure 3.45 MPa and temperature 35 oC.

Synthetic zeolite NaA is used as sorbent in adsobers. Dust is removed from dried gas downstream K-201/1-6 by filter F-201/1,2 and then it is sent for processing. Dew point of dried gas is not higher than minus 70 oC. Part of dried gas in the quantity of 15-17% of the dried gas flow downstream filter F-201/1,2 is sent to adsorber which is in cooling phase, purified from dust by filter F-202/1,2 and then sent to incinirator П-201.

Regeneration gas at temperature 350 oC is sent to regeneration of adsorbent saturated with moisture. Spent regeneration gas is purified from dust in filter F-203/1,2, cooled in air cooler T-202, separated from droplet liquid in separator C-201 and at pressure 2.7-2.8 MPa is sent to regeneration gas compressor KB-201/1,2. After cooling in the air cooler T-203/1,2 and droplet liquid separation in separator C-203, compressed regeneration gas is sent to raw gas pipeline upstream of the adsorber K-201/1-6.

In case of shut-down one or both compressors KB-201/1,2, gas will be sent to raw gas inlet headers upstream the separators C-101/1-5.

Four adsorbers K-202 are provided for hydrocarbon condensate dehydration. After the completion of condensate dehydration prior to regeneration gas supply to K-202, condensate from adsorber is forced out by a small quantity of undried gas to condensate pipeline. Exhausted regeneration gas is combined with main regeneration gas flow downstream adsorbers K-201/1-6.

Dehydrated hydrocarbon condensate downstream filter F-204 is sent for processing to deethanizer K-302.

2.5.1.5. LTC with turboexpander.

Dried gas is divided into two flows. Main part of gas is sent in sequence to heat exchangers T-301, T-313, T-303, T-304 and goes to separator C-301 at a temperature minus 43 oC. The second part of dried gas goes to T-302, T-305 and is combined with main flow at the inlet of oC-301. Separation of gas and hydrocarbon condensate takes place in C-301.

Gas from separator is sent to turboexpander TDA-301/1,2 where it is throttled up to a pressure 1.6 MPa. Gas and condensate mixture from turboexpanders goes to demethanizer K-301 top tray.

744

Condensate from separator C-301 is throttled down to a pressure 1.7 MPa and sent to demethanizer K-301 bottom tray.

The temperature at the demethanizer bottom is maintained due to the heat of oil gas passing through evaporator T-305.

Gas from demethanizer passes heat exchanger T-304, T-312, is combined with gas from deethanizer, heated in heat exchanger T-301 up to a temperature 25 oC and goes to booster compressor installed on one shaft with turboexpander. Downstream the compressor dry gas under pressure 1.7 MPa is sent via separator C-104 to booster compressor KЦ-102, where it is compressed up to 7.5 MPa which is the pressure of main gas pipeline.

Condensate from demethanizer K-301 by means of pump HЦ-301 is pumped through heat exchanger T-302 and sent to the middle part of deethanizer K-302. Vapours from deethanizer top are condensated in heat exchanger T-312, in propane evaporator T-308 and go to the reflux drum E-301.

Condensate from reflux drum E-301 by means of pump HЦ-302 is supplied for column K-302 reflux and dry gas after throttling is combined with demethanizer K-301 dry gas and is used for refrigeration of dried oil gas.

Hydrocarbon broad cut of required composition from evaporator T-307 is cooled down in air cooler T-309 up to temperature 35-40 oC and under pressure 2.8 MPa is sent to the product pipeline. At the Plant it is provided the emergency broad cut tanks E-1201/1-4, with capacity 200 m3. Their emptying is performed by forcing out of hydrocarborn broad cut to deethanizer column K-302 by means of hydrocarbon gas.

2.5.1.6. Dry gas booster compressor station.

Dry gas downstream of the compression part of turboexpander is sent to inlet separator C-104. After separation and compression in compressor KЦ-102/1-3 up to a pressure of the main pipeline, gas is cooled down in air cooler T-106, is separated in C-105 and is sent to the main gas pipeline.

2.5.1.7. Refregiration section.

Gaseous propane from evaporators of LTC unit at temperature minus 38 oC via liquid separator E-503 goes to compressor KЦ-501 inlet.

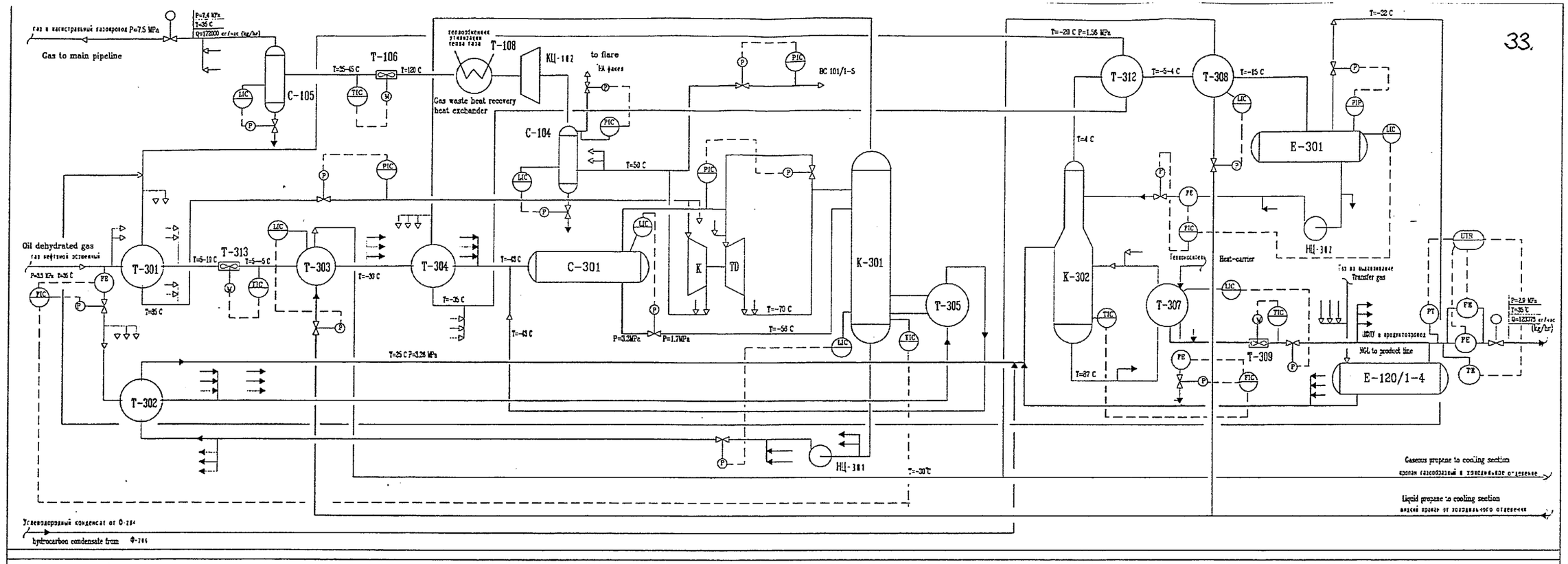
After compression propane is cooled down and condensated in air coolers T-501 and goes to receiver E-502. After supercooling due to throttling in E-504 a part of propane, liquid propane is sent to the cold user to LTC and propane vapours are sent to second stage compressor suction.

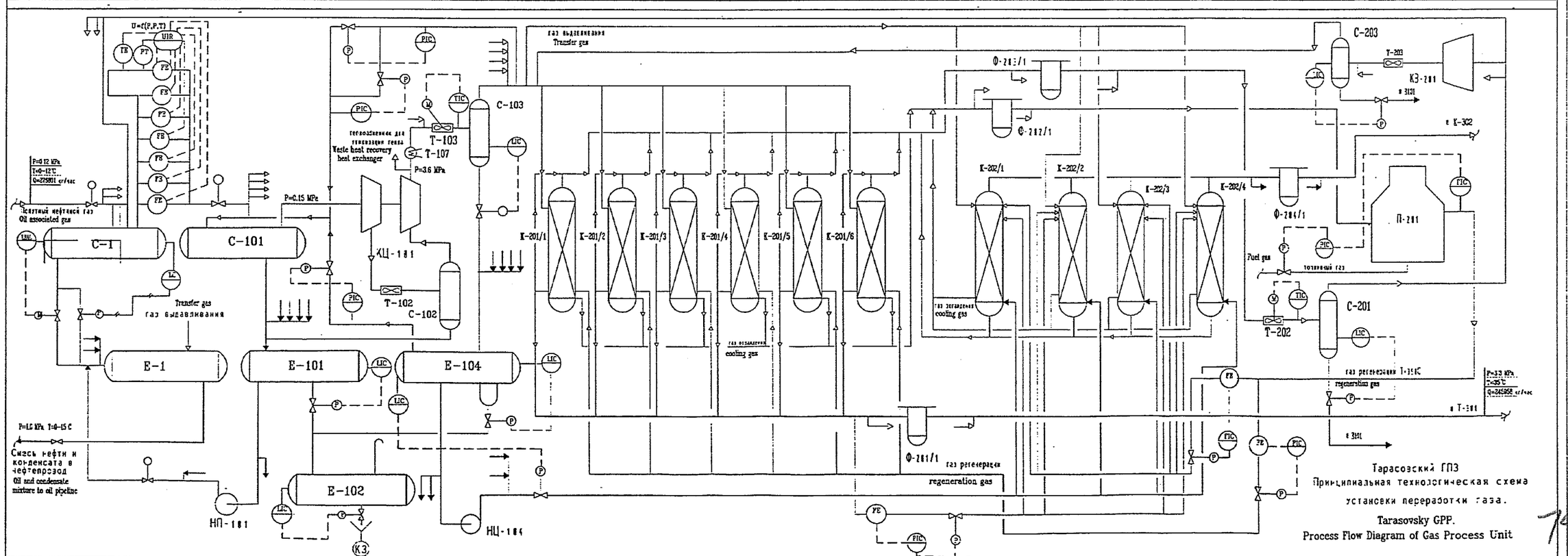
2.5.1.8. Propane recovery unit.

In order to receive propane for Plant needs there are provided deethanizer K-901 and propane column K-902. Broad cut of light hydrocarbons in the quantity of 1000 kg/hr is sent to deethanizer K-901.

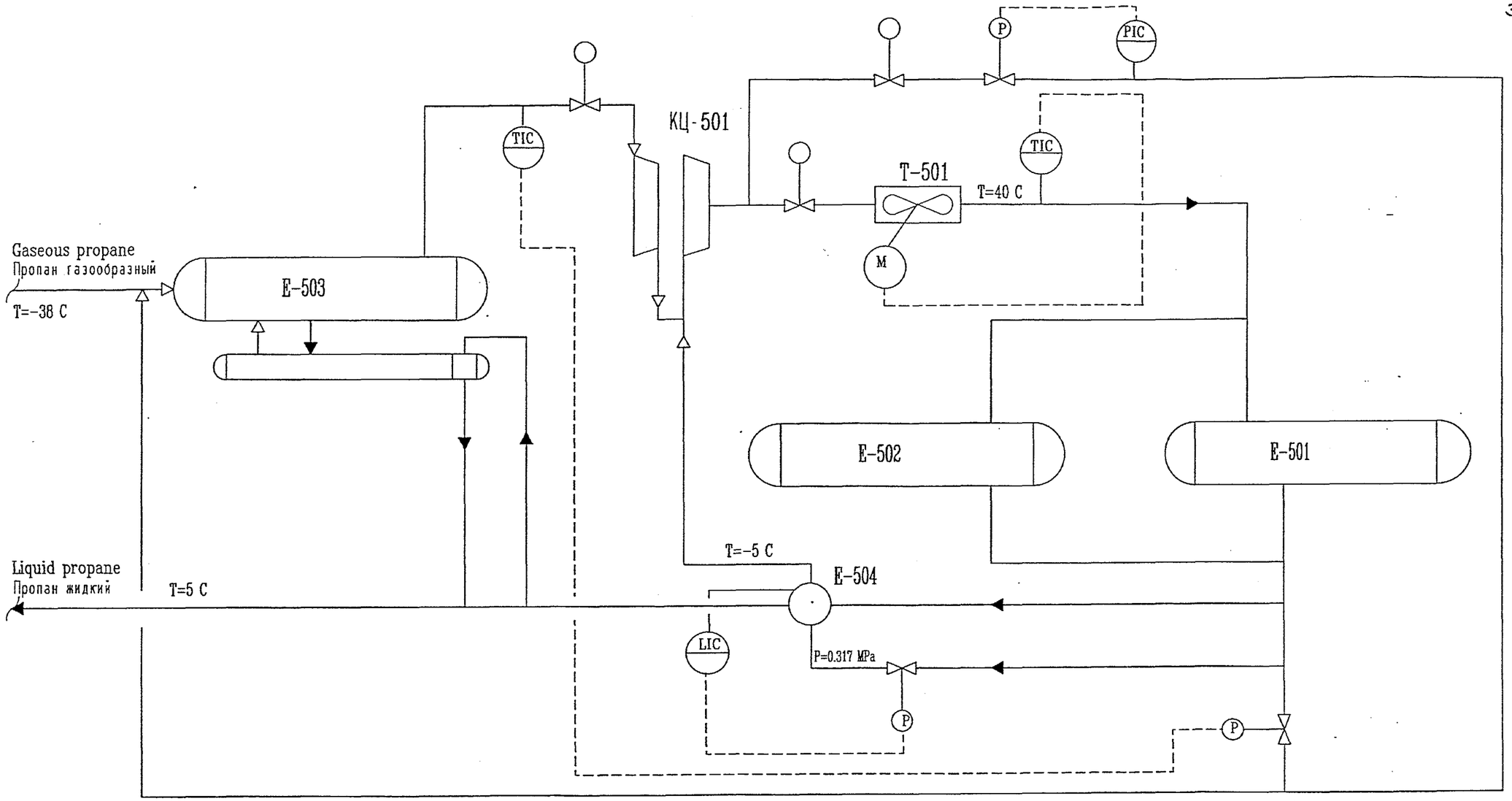
Partial condensation of vapours coming out from the top of K-901, is performed due to propane cold in cooler T-902. Bottom product is sent for further separation to propane column K-902.

Propane vapours from column top are condensated in air cooler T-904 and then go to reflux drum E-901, from where a part of reflux is supplied to column and the other part by means of pump HЦ-901/1,2 is pumped out to E-902/1,2 for intermediate product storage.





Тарасовский ГПЗ
Принципиальная технологическая схема установки переработки газа.
Tarasovsky GPP.
Process Flow Diagram of Gas Process Unit

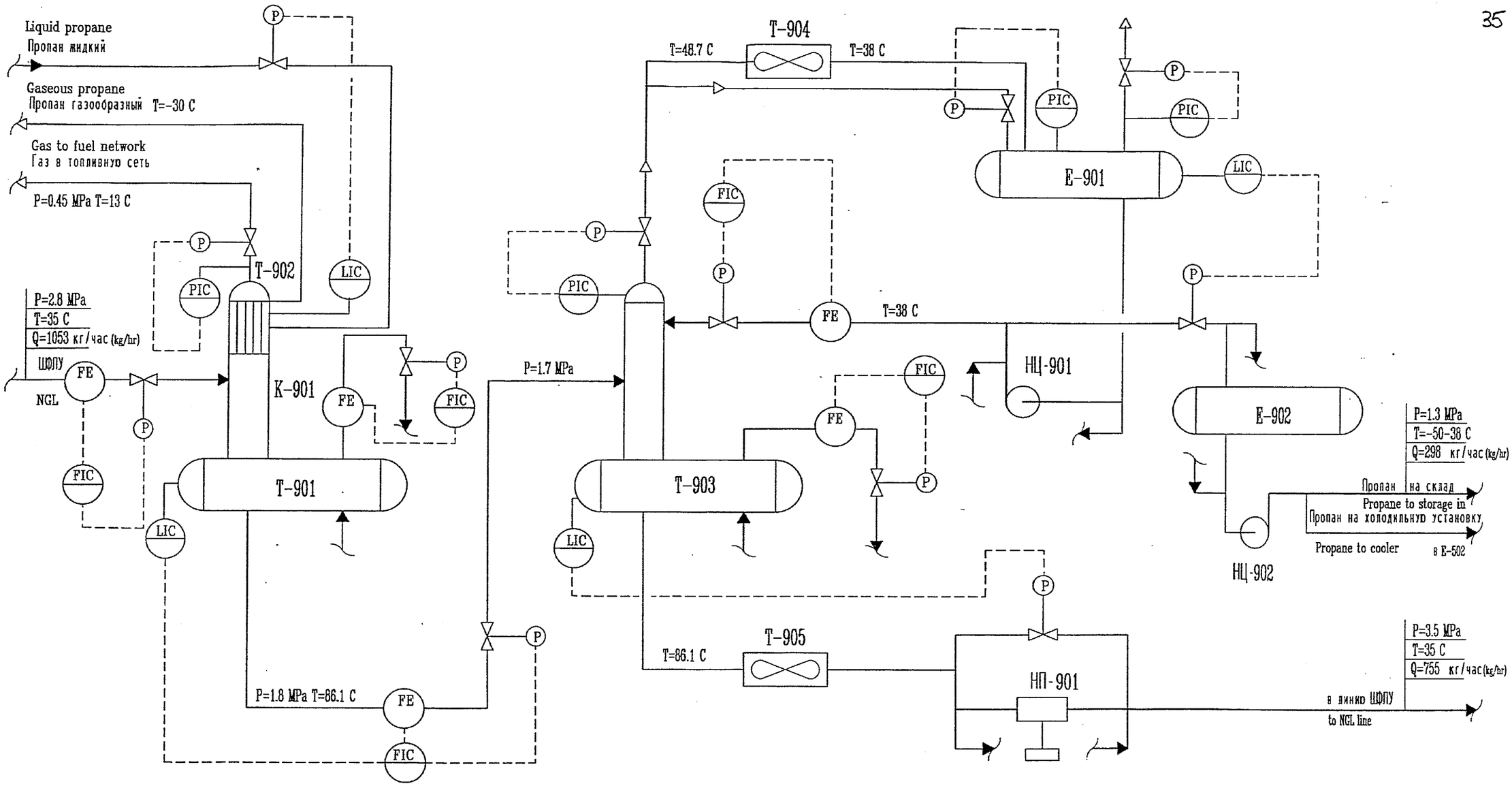


Тарасовский ГПЗ.

Принципиальная технологическая схема холодильной установки.

Tarasovsky GPP.

Process Flow Diagram of Refrigeration Unit.



Тарасовский ГПЗ.

Принципиальная технологическая схема установки получения пропана высокой чистоты.

Tarasovsky GPP.

Process Flow Diagram of High Purinty Propane Recovery.

2.5.1.9 List of pipes used for intersite and outersite facilities of Gubkinsky GPP

Dn	Material	GOST, TU
1	2	3
18x1.6	carbon steel	GOST 8734-75
25x2	- " -	- " -
32x2	- " -	- " -
38x2	- " -	- " -
45x2.5	- " -	- " -
57x3	- " -	GOST 8732-78
76x4	- " -	- " -
89x3.5	- " -	- " -
89x5	- " -	- " -
108x4	- " -	- " -
159x5	- " -	- " -
159x8	- " -	- " -
219x10	- " -	- " -
273x8	- " -	- " -
273x12	- " -	- " -
377x12	- " -	- " -
426x10	- " -	- " -
18x1.6	- " -	GOST 10704-76
32x2	- " -	- " -
45x2	- " -	- " -
57x3	- " -	- " -
57x4	- " -	- " -
89x3	- " -	- " -
89x3.5	- " -	- " -
108x4	- " -	- " -
159x5	- " -	- " -
219x7	- " -	- " -
273x8	- " -	- " -
18x1.6	low-alloy steel	GOST 8734-75
25x5	- " -	- " -
32x2	- " -	- " -
38x2	low-alloy steel	GOST 8734-75
45x2.5	- " -	- " -
57x3	- " -	GOST 8732-78
57x4	- " -	- " -
89x3.5	- " -	- " -
89x5	- " -	- " -
108x4	- " -	- " -
108x6	- " -	- " -
159x5	- " -	- " -
159x8	- " -	- " -
219x7	- " -	- " -
219x10	- " -	- " -

749

Dn	Material	GOST, TU
1	2	3
273x8	- " -	- " -
273x12	- " -	- " -
325x8	- " -	- " -
325x16	- " -	- " -
377x12	- " -	- " -
425x10	- " -	- " -
108x4	- " -	GOST 550-75
159x5.5	- " -	- " -
159x6	- " -	- " -
219x7	- " -	- " -
273x8	- " -	- " -
325x8	- " -	- " -
426x10	- " -	- " -
530x8	- " -	TU 14-3-1067-82
530x10	- " -	GOST 20295-80
630x7	- " -	TU 14-3-684-77
720x8	- " -	GOST 20295-80
820x9	- " -	GOST 20295-80
1020x10	- " -	TU 14-3-602-77
1220x11	- " -	- " -

2.5.1.10 Protection against corrosion

Inhibitor unit is provided to prevent equipment and piping from corrosion. It includes corrosion inhibitor mixing tank "Neftechim-1" with kerosine as a solvent and feed tank. Inhibitor is supplied through nozzles by proportioning pumps into pipeline after I and II compression stages and into pipeline of regeneration gas in gas dehydration section.

To protect from atmospheric corrosion varnish and paint are applied to outer surface of equipment and pipings.

Underground tanks are covered from outside by water proofing material based on bitumen.

2.5.2. Gubkinsky GPP

2.5.2.1. General

Construction of Gubkinsky GPP is supposed to be conducted in four stages, each having the capacity of 1.07 biln.nm3/year.

Associated gas composition supplied for processing and Commercial Product composition are as follows:

- dry stripped gas and broad fraction of hydrocarbons which are similar for all the stages.

Process diagram and equipment for all of the stages are similar. The difference is the following: one associated gas compressor and one stripped gas compressor are additionally installed in the first and the forth stages of the plant as stand-by. They are also considered to be stand-by for the second and third stage compressors.

Propane recovery unit is available only at the first stage of the plant. Data on the first stage of the plant are given below:

Source Gas

Associated Gas composition, in vol.% (design)

CO2	0.02
Nitrogen	0.67
C1	66.0
C2	12.12
C3	13.14
iC4	2.03
nC4	4.06
iC5	0.79
nC5	0.82
C6	0.24
C7	0.06
C8	0.03
C9	0.02

Gas does not contain hydrogen sulphate.
Liquid content is 10 g/m3.
Solids content is 3.3 mg/m3.
Quantity of processed gas is 1.07 bil. m/year (at 760 mm hg column and 293 K).

Parameters of the incoming gas.

Absolute gas pressure at the plant inlet is 0.22 MPa, temperature is 0-+15 oC.

Commercial gas, % mol (design)

CO2	0.025
Nitrogen	0.846
C1	83.326
C2	14.189
C3	1.573
iC4	0.023
nC4	0.017
iC5	0.001

751

Gas quantity is 78286.9 kg/hr (4209.54 kmol/hr), 832 mln. m3/year
Density :
- at normal conditions, 0.83 kg/m3
- at T=20 C, 0.773 kg/m3
Dry gas corresponds to OST 51-40-83.

Composition of Broad fraction of liquid hydrocarbons (NGL)
directed to the product line, % (design):

	mol.	wt.
C2	4.237	2.52
C3	57.20	49.86
iC4	9.677	11.12
nC4	19.462	22.36
iC5	3.797	5.42
nC5	3.943	5.62
C6	1.155	1.97
C7	0.289	0.57
C8	0.144	0.32
C9	0.096	0.24

Quantity: 466.236 thous. t/year.
Broad fraction corresponds to grade "A" according to TY 38-101524-83
The following installations are included into the gasprocessing unit:
- unstripped gas compressor unit with dehydration and booster compressor station;
- LTC Section with turbo-expander and cooling section.

2.5.2.2. Gas compression.

Gas comes to oil/condensate separators C-1 for separation of oil slugs from gas.

Further on gas is directed to the measuring unit and oil slugs overflows to tank E-1, from where it is transferred to oil by high pressure gas.

After measuring, gas comes to filter/separator C-101/1,2,3, then to inlet of the first stage of compressor K -101. Drop liquid separated from gas in C-101 is gathered in the separation tank E-101, separated hydrocarbons are pumped by the pump H-101 into oil and water comes into water degassing tank E-102 and then is disposed into sewerage. After compression up to 0.85 MPa gas is cooled in the intermediate air coolers T-102, dropped out condensate and water are separated in the separator C-102 and directed to E-101 for division. Gas is compressed up to pressure 3.6 MPa by K -101 second stage, cooled in air cooler T-103, separated from dropped out condensate and water in separator C-103 and directed to dehydration. Condensate and water are directed to separation tank E-104, from there hydrocarbon condensate is directed by pump H-104 to dehydration and water is directed to degassing into E-102.

Glycol-water mixture is used for compressor cylinders cooling. Oil is cooled in air coolers.

2.5.2.3. Gas and Condensate dehydration

Compressed gas dehydration is provided by four adsorbers in columns K-201/1-4 at pressure 3.5 MPa and temperature 35 oC.

Sorbent-synthetic zeolite NaA is loaded in adsorbers. Gas is dehydrated in two sequencial operating adsorbers, coming through adsorbent layer down from the top and after treatment from zeolite dust on filter F-201 it is directed to processing.

Adsorber cycle duration is 16 hours. Dehydrated water dew point is not above minus 70 C. Dehydrated gas heated up to 350 oC is used for zeolite regeneration. Part of dehydrated gas in quantity of 15-17% of the dehydrated gas flow after filter F-201 is directed to adsorber in the cooling stage. Cooling gas is heated in the heater П-201 and from there it is directed to regeneration of adsorbent saturated with moisture. Further on regeneration gas is cooled in the heat exchanger T-201, aftercooled in the air cooler T-202 and through separator C-201 comes to booster compressor K-201 inlet. Further it is aftercooled in air cooler T-203 and returned into the gas flow before the dehydration.

Two adsorbers K-202, operating in turn in the adsorption and regeneration cycle are provided for dehydration of hydrogen condensate from E-104.

Sorbent is clinoptilolit.

After hydrocarbon condensate dehydration before regeneration gas supply to K-202, condensate from adsorber is forced-out by small quantity of non-dehydrated gas; regeneration gas in the quantity of 2% of the dehydrated gas flow is heated in the heater up to 350 oC and is supplied to the column K-202.

Waste regeneration gas is combined with the rest regeneration gas. After filter F-204 dehydrated hydrocarbon condensate is directed to processing into deethanizer K-301.

Before repair liquid hydrocarbons are drained to the underground tank E-201.

2.5.2.4. Low Temperature Condensation Section with Turbo-Expander

Dehydrated associated gas is divided into two flows. One part of associated gas passes through heat exchanger T-301, T-313, T-303, T-304 and comes into separator C-301.

The second part of dehydrated gas comes into T-302, T-305 and into separator C-301, where it is combined with main flow. Gas and hydrocarbon condensate are separated in C-301. Gas from separator is directed to turbo-expander. Gas-condensate mixture from turbo-expander comes to demethanizer K-301 to the upper tray.

Condensate from separator C-301 throttles to the pressure 1.7 MPa and is directed to demethanizer K-301 to the lower tray. Demethanizer bottom temperature is maintained due to associated gas heat (reboiler T-305). Gas from demethanizer passes through heat exchanger T-304, T-312, is mixed with deethanizer gas, is heated in the heat exchanger T-301 up to the temperature 25 oC and is directed to booster compressor, located on the same shaft with turbo expander. After compressor dry gas is transferred under pressure 1.7 MPa to the booster compressor K -102, where it is compressed up to the pressure of the main gas line which is 7.5 MPa.

Condensate from demethanizer K-301 is pumped by pump H -301 through heat exchanger T-302 and is supplied to the middle part of deethanizer K-302. Vapors from deethanizer top are condensed in heat exchanger T-312, in propane evaporator T-308 and come to reflux drum E-301.

Condensate from reflux drum E-301 is pumped by H -302 for reflux of column K-302 and dry gas after throttling is combined with dry gas from demethanizer K-301 and is used for dehydrated associated gas cooling.

Broad fraction of hydrocarbons of required composition from deethanizer K-302 bottom is cooled in the air cooler T-309 and is directed to product line. Emergency NGL tank farm of 600 m3 capacity and pump for NGL pumping from tank farm to product line are provided at the Plant.

2.5.2.5. Dry Gas Booster Compressor Station

Dry gas after compressor part of turbo-expander goes to inlet separator C-104. After separation and compression up to the main line pressure, gas is cooled in the air cooler T-106, is separated in C-105 and is directed into the main line.

2.5.2.6. Cooling Section

Gaseous propane from eveporators of low temperature condensation unit with turbo-expander with isoterm minus 30 oC comes through liquid separator E-503 to the compressor K-501 inlet.

After compression propane is cooled and condensed in the air coolers T-501 and is directed to line receiver E-502.

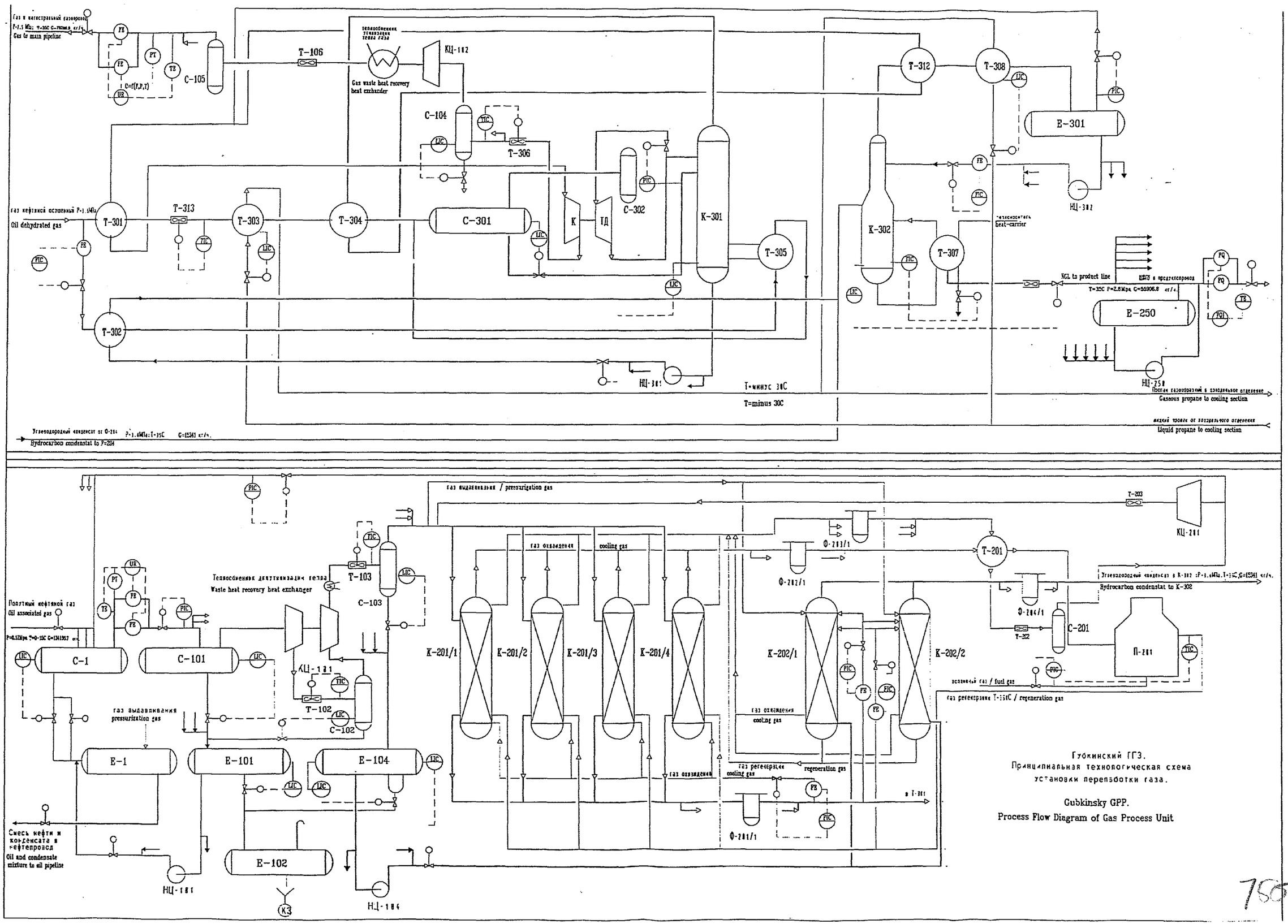
After supercooling due to throttling of part of propane in E-504, liquid propane is directed to cold consumers to low temperature condensation and propane vapors are directed to the suction of second compressor stage.

2.5.2.7. Propane Recovery Unit

Deethanizer K-901 and propane column K-902 are designed for propane recovery for its own needs. Feed is NGL in the quantity of 1000kg/hr which comes into K-901.

Partial vapor condensation, outcoming from the top of K-901 is provided due to propane cold in the condenser T-902; bottom product is directed to further separation into propane column K-902.

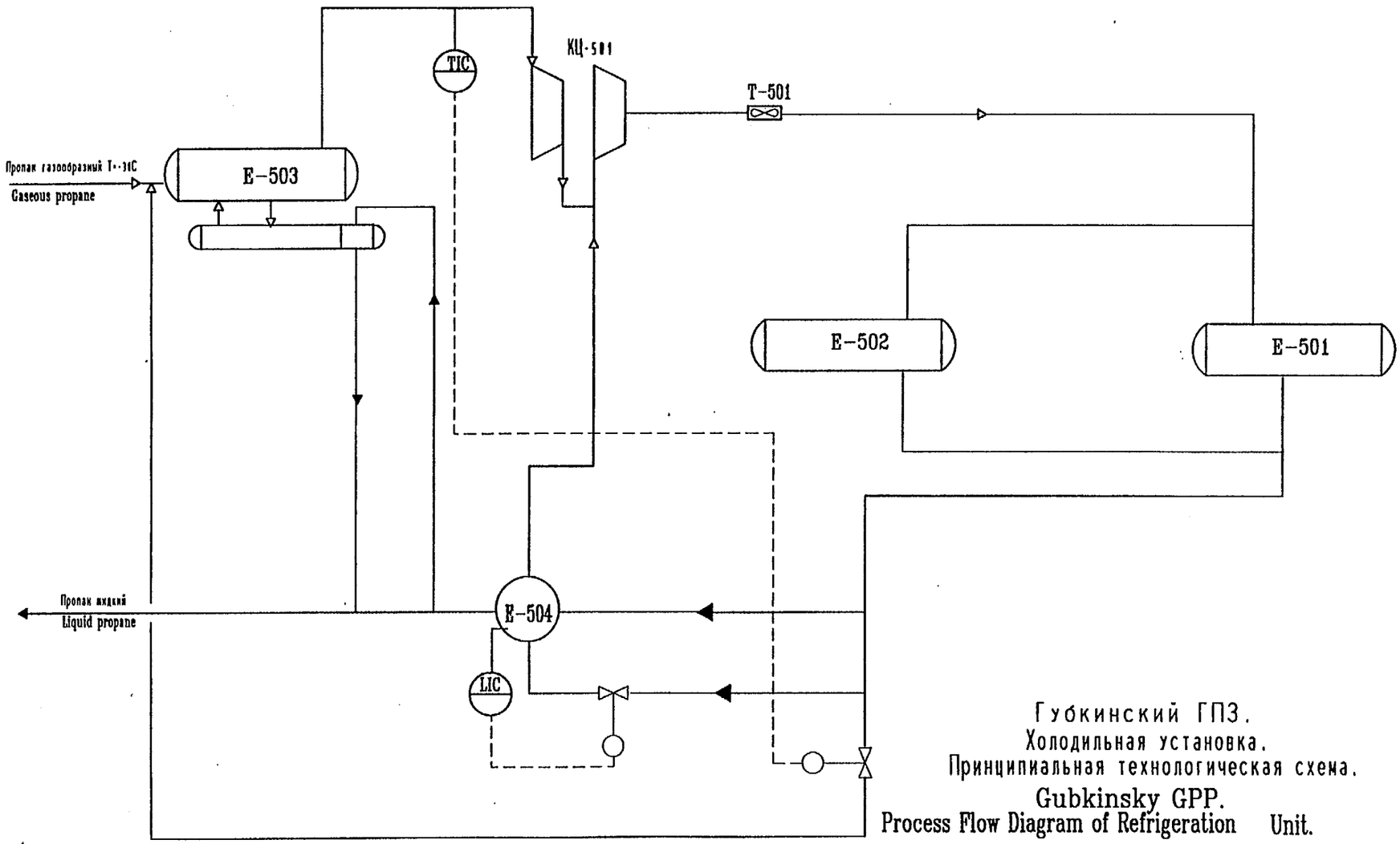
Propane vapors from the column K-902 top are condensed in the air cooler T-901 and then go to reflux drum E-901, from where part of reflux is directed to the column and the other part is pumped out by the pump H-901 into the cooling section for make-up. After cooling in the air cooler T-905, bottom product is pumped by pump H -902 into NGL.



Губкинский ГГЗ.
Принципиальная технологическая схема установки переработки газа.

Gubkinsky GPP.
Process Flow Diagram of Gas Process Unit

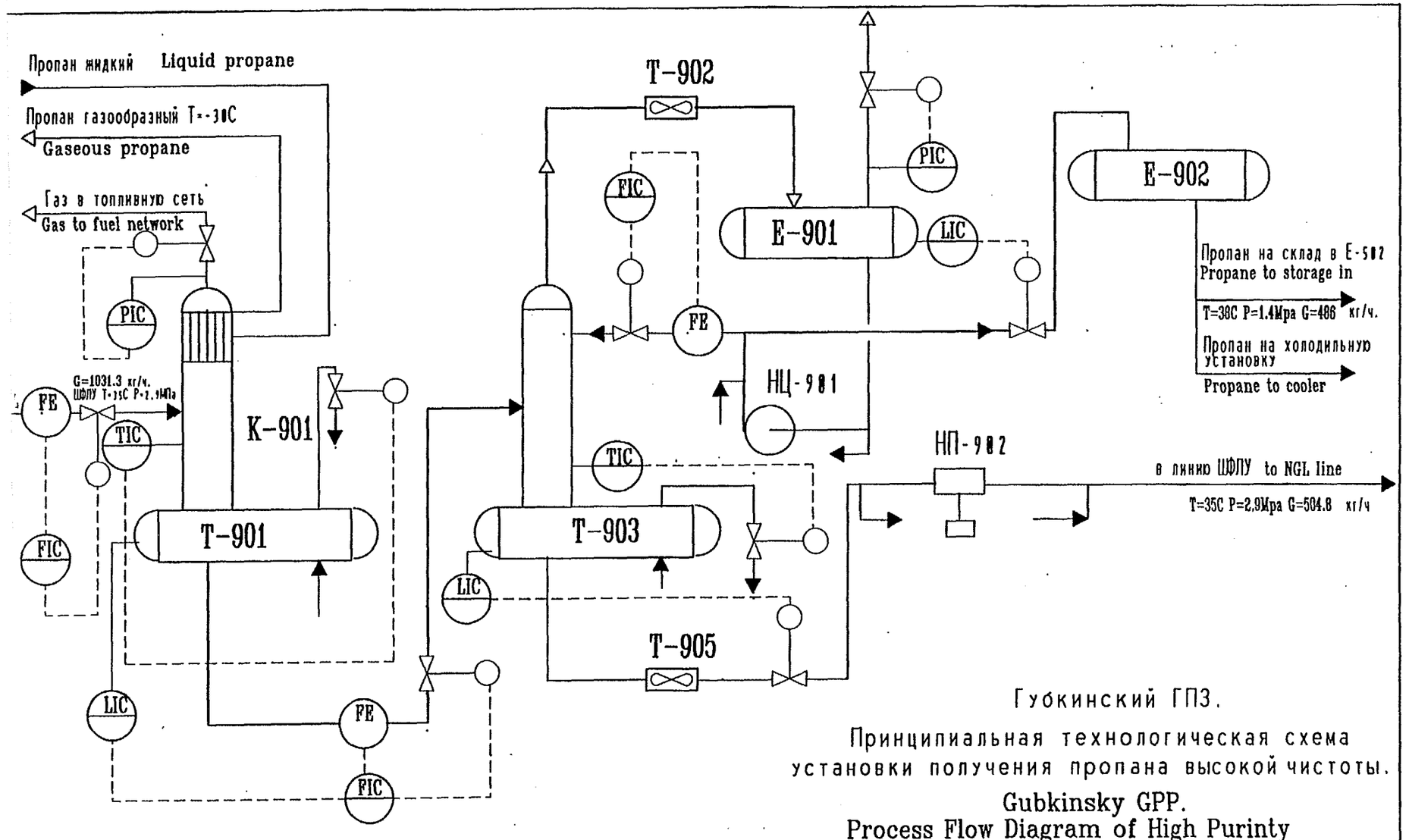
755



Губкинский ГПЗ.
Холодильная установка.
Принципиальная технологическая схема.

Gubkinsky GPP.
Process Flow Diagram of Refrigeration Unit.

756



Губкинский ГПЗ.

Принципиальная технологическая схема установки получения пропана высокой чистоты.

Gubkinsky GPP.
Process Flow Diagram of High Purinty Propane Recovery.

2.5.2.8. List of Pipes Used in Intrasite and Intersite Facilities of Gubkinsky GPP.

Dn x S	Material	GOST, TY
1	2	3
18x1.6	carbon steel	GOST 8734-75
25x2	-‖-	-‖-
32x2	-‖-	-‖-
38x2	-‖-	-‖-
45x2.5	-‖-	-‖-
57x3	-‖-	GOST 8732-78
76x4	-‖-	-‖-
89x3.5	-‖-	-‖-
89x5	-‖-	-‖-
108x4	-‖-	-‖-
159x5	-‖-	-‖-
159x8	-‖-	-‖-
219x7	-‖-	-‖-
219x10	-‖-	-‖-
273x8	-‖-	-‖-
273x12	-‖-	-‖-
377x12	-‖-	-‖-
426x10	-‖-	-‖-
18x1.6	-‖-	GOST 10704-76
32x2	-‖-	-‖-
45x2	-‖-	-‖-
57x3	-‖-	-‖-
57x4	-‖-	-‖-
89x3	-‖-	-‖-
89x3.5	-‖-	-‖-
108x4	-‖-	-‖-
159x5	-‖-	-‖-
219x7	-‖-	-‖-
273x8	-‖-	-‖-
18x1.6	low-alloyed steel	GOST 8734-75
25x2	-‖-	-‖-
32x2	-‖-	-‖-
38x2	low-alloyed steel	-‖-
45x2.5	-‖-	-‖-
57x3	-‖-	GOST 8732-78
57x4	-‖-	-‖-
89x3.5	-‖-	-‖-
89x5	-‖-	-‖-
108x4	-‖-	-‖-
108x6	-‖-	-‖-

Dn x S	Material	GOST, TY
1	2	3
159x5	-‖-	-‖-
159x8	-‖-	-‖-
219x7	-‖-	-‖-
219x10	-‖-	-‖-
273x8	-‖-	-‖-
273x12	-‖-	-‖-
325x8	-‖-	-‖-
325x16	-‖-	-‖-
377x12	-‖-	-‖-
425x10	-‖-	-‖-
108x4	-‖-	GOST 550-75
159x5.5	-‖-	-‖-
159x6	-‖-	-‖-
219x7	-‖-	-‖-
273x8	-‖-	-‖-
325x8	-‖-	-‖-
426x10	-‖-	-‖-
530x8	-‖-	TY 14-3-1067-82
530x10	-‖-	GOST 20295-80
630x7	-‖-	TY 14-3-684-77
720x8	-‖-	GOST 20295-80
820x9	-‖-	GOST 20295-80
1020x10	-‖-	TY 14-3-602-77
1220x11	-‖-	-‖-

2.5.2.9. Protection against corrosion

Inhibitor unit is provided in order to prevent corrosion of equipment and pipelines. It consists of corrosion inhibitor mixing tank "Neftechim-1" with gasoline as solvent and feed tank. Inhibitor is delivered through nozzles by means of the metering pumps to the pipeline down-stream 1-st stage and 2-nd stage compression as well as to the regeneration gas pipeline of gas dehydration section.

To protect against atmospheric corrosion, the external surface of the equipment and pipes are covered by paint/varnish materials.

Underground tanks are covered from outside by water proofing insulation based on bitumen.

2.6 СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ. EQUIPMENT DATA SHEET

Таблица 1 TABLE 1

НИПИгазпереработка
NIPIgaspererabotka

КОНТРАКТ № 2435
CONTRACT

ГУБКИНСКИЙ ГПЗ
GUBKINSKY GPP
СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
EQUIPMENT DATA SHEET

НОМЕР ПОЗИЦИИ ITEM №	НАИМЕНОВАНИЕ DESCRIPTION	КОЛИЧЕСТВО QUANTITY раб. operating	КОЛИЧЕСТВО QUANTITY рез. stand-by	ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ TECHNICAL DATA	МАТЕРИАЛ MATERIAL	Давление, МПа PRESSURE, MPa раб. operating	Давление, МПа PRESSURE, MPa расч. design	Температура, С TEMPERATURE, C раб. operating	Температура, С TEMPERATURE, C расч. design	Вес ед. оборуд., т EQUIPMENT piece weigt, t	ПРИМЕЧ. NOTES
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Площадка нефтеконденсатоотделителей Oil/condensate separator area.										
C-1/1	Нефтеконденсатоотделитель Oil/condensate separator	1	-	Объем - 237 м3 Volume,m3 Длина -21.0 м Length,m Диаметр -3.4 м Diameter,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	0.12	0.55	0-15	-60-50	56.0	
E-1	Емкость Tank	1		Объем -. 100 м3 Volume,m3 Длина - 14.956 м Length,m Диаметр -3.0 м Diameter,m		3.7	4.0	0-15	-60-100	59.0	

КОНТРАКТ № 2435.

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Установка переработки газа №1. Gas Treatment Unit No.1 Здание компрессорной. Наружное оборудование и осушка. Compressor Building. Outdoor equipment and dehydration unit.										
КВ-201	Компрессор газа регенерации Regeneration gas compressor	1		Производительность - 10 м3/мин Capacity,m3/min		всас/нагн 2.6/3.7 suction/disch		35		19.85	Винтовой Screw
	Электродвигатель Electric motor			Мощность -800 кВт Power,kW Напряжение -10000 В Voltage,V							
КЦ-101	Компрессор Compressor	2	1	Производительность - 1250 м3/мин Capacity,m3/min		всас/нагн 0.157/3.63 suction/disch				127.5	Центробежный Centrifugal
	Электродвигатель Electric motor			Мощность -12500 кВт Power,kW Напряжение -10000 В Voltage,V							
КЦ-102	Компрессор Compressor	1	1	Производительность - 1400-1800 м3/мин Capacity,m3/min		всас/нагн 2.3/7.45 suction/disch		19.85		58.6	Центробежный Centrifugal
	Электродвигатель Electric motor			Мощность -12500 кВт Power,kW Напряжение -10000 В Voltage,V							

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
К-201	Адсорбер для газа Adsorber for gas	4		Объем -52.4 м3 Volume,m3 Диаметр -3.0 м Diameter,m Высота - 12.310 м Height,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	3.55	4.0	35-300	-60-360	51.7	ЦеолитыNaX по ТУ 38.10281-88: насыпная масса-0.6 г/см3; массовая доля водостойкости, %, не менее-96. Zeolites NaX according to TY 38.10281-88 Bulk-0.6 g/cm3; water resistance mass percent, %--not less than 96.
К-202	Адсорбер для жидкости Adsorber for liquid	2		Объем -4.85 м3 Volume,m3 Диаметр -1.0 м Diameter,m Высота - 7.84 м Height,m		3.6	4.2	35-300	-60-375	6.5	
С-102	Сепаратор Separator	4	2	Объем -16 м3 Volume,m3 Диаметр -2.0 м Diameter,m Высота -6.29 м Height,m		0.95	1.6	45	-60-100	6.1	
С-103	Сепаратор Separator	2	1	Объем -16 м3 Volume,m3 Диаметр -2.0 м Diameter,m Высота -6.62 м Height,m		3.68	4.4	35	-60-100	13.2	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
С-104	Сепаратор Separator	2	2	Объем -16 м3 Volume,m3 Диаметр -2.0 м Diameter,m Высота -6.56 м Height,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	2.3	4.0	25-35	-60-100	11.9	
С-105	Сепаратор Separator	1	1	Объем -23 м3 Volume,m3 Диаметр -2.4 м Diameter,m Высота -7.13 м Height,m		7.6	8.0	35-40	-60-100	33.0	
С-201	Сепаратор газа регенерации Regeneration gas Separator	1		Объем -1.6 м3 Volume,m3 Диаметр -0.8 м Diameter,m Высота -3.865 м Height,m		2.6-3.0	4.0	35	-60-100	1.90	
С-202	Сепаратор топливного газа Fuel gas separator	1		Объем -1.6 м3 Volume,m3 Диаметр -0.8 м Diameter,m Высота -3.745 м Height,m		0.45	1.6	35	-60-100	1.15	

Продолжение табл.1

Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
С-101	Фильтр-сепаратор Filter–Separator	2	1	Объем -20 м3 Volume,m3 Диаметр -2.0 м Diameter,m Высота -0.175 м Height,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	0.12	0.0	0-15	-60-150	12.0	Сетчатый Strainer
Ф-101	Фильтр Filter	1	1	Объем -0.020 м3 Volume,m3 Диаметр -0.273 м Diameter,m Высота - 0.77 м Height,m		0.12	1.6	0-15	-60-300	0.110	Сетчатый Strainer
Ф-201	Пылеуловитель Dust catcher	1	1	Объем -0.5 м3 Volume,m3 Диаметр -1.4 м Diameter,m Длина - 6.65 м Length,m		3.46	6.4	35	-60-50	11.6	
Ф-202	Пылеуловитель Dust catcher	1	1	Объем -0.73 м3 Volume,m3 Диаметр -0.63 м Diameter,m Высота -2.99 м Height,m		3.31	4.0	35	-60-350	1.35	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ф-203	Пылеуловитель Dust catcher	2	1	Объем -0.73 м3 Volume,m3 Диаметр -0.63 м Diameter,m Длина - 2.99 м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	3.07	4.0	до 300	-60-350	1.35	
Ф-204	Фильтр Filter	1	1	Объем -0.5 м3 Volume,m3 Диаметр -0.45 м Diameter,m Длина - 3.215 м Length,m Высота -0.955 м Height,m		3.6	4.0	35	-60-100	0.8	
Е-101	Разделительная емкость Separation drum	1		Объем -5.6 м3 Volume,m3 Диаметр -1.2 м Diameter,m Длина - 5.4 м Length,m		0.12	0.7	0-15	-60-100	2.6	
Е-102	Емкость разгазирования воды Water degassing tank	1		Объем -20 м3 Volume,m3 Диаметр -2.0 м Diameter,m Длина - 6.6 м Length,m		0.05-0.15	0.0	5-15	-50-300	3.98	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-104	Разделительная емкость Separation drum	1		Объем -20 м3 Volume,m3 Диаметр -2.2 м Diameter,m Длина - 6.515 м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	3.6	4.2	35	-60-100	1.6	
E-105	Емкость антифриза Antifreeze drum	1		Объем -200 м3 Volume,m3 Диаметр -6.63 м Diameter,m Длина - 5.96 м Length,m		атм	атм	30-40	-60-90	9.68	
E-106	Емкость подземная с погружным насосом в комплекте электронасосный агрегат Underground tank with immersible pump in complete with electric pump	2		Объем -40 м3 Volume,m3 Диаметр -2.4 м Diameter,m Длина - 9.142 м Length,m Производительность-45 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-13 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		атм Напор Head,m w.c. 45 м.ст.ж	0.07	10-30	-60-300	7.05	

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-109	Емкость ингибитора коррозии Corrosion inhibitor tank	1		Объем -5.0 м3 Volume,m3 Диаметр -2.760 м Diameter,m Длина - 2.030 м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	атм	0.04	10-30	-60-90	0.73	
E-110	Емкость ингибитора коррозии Corrosion inhibitor tank	1		Объем -25 м3 Volume,m3 Диаметр -2.760 м Diameter,m		атм	0.04	10-30	-60-90	1.8	
E-201	Емкость подземная дренажная Underground drain tank	1		Объем -12.5 м3 Volume,m3 Диаметр -1.6 м Diameter,m Длина - 6.400 м Length,m		0.05	2.0	10-30	-30-100	4.6	
T-101	Аппарат воздушного охлаждения для масла Oil air cooler	4	2	Поверхность-1870 м2 Surface,m2		до 1.6	1.6	60-40	-60-100	28.375	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-0.86 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	8	4	Мощность-22 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T-102	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler	4	2	Поверхность-9900 м2 Surface,m2	Сталь низколигированная Low alloy steel	0.85	1.6	190-45	-60-200	37.0	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-3.386 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	8	4	Мощность-37 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
T-103	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler	4	2	Поверхность-5650 м2 Surface,m2		3.6	6.4	200-35	-60-200	36.165	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-3.300811 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	4	2	Мощность-90 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
T-104	Аппарат воздушного охлаждения для антифриза Antifreeze air cooler	4	4	Поверхность-2650 м2 Surface,m2		up to до 0.6	1.6	30-40	-60-300	25.56	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-3.6156 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	4	4	Мощность-22 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							

КОНТРАКТ №2435

Лист

7168

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-100	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка-2.4475 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2	2	Поверхность-770 м2 Surface,m2 Диаметр-0.25 м Diameter,m Длина-11.44 м Length,m Высота-4.25 Height,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	труб/корп. tube/shell		8 200-70	-60-200	41.74	двухсекционный Two sections
Т-201	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка-3.075897 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-262 м2 Surface,m2 Диаметр-0.6 м Diameter,m Длина-7.085 м Length,m Высота-2.22 м Height,m		труб/корп. tube/shell 3.0/3.26	6.3	300-110	-60-350	13.775	сдвоенный Double
Т-202	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler Электродвигатель Electric motor Нагрузка-4.97 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1 1		Поверхность-2500 м2 Surface,m2 Мощность-37 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь нержавеющая S.S	2.94	6.3	200-35	-60-300	16.851	

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-105	Аппарат воздушного охлаждения для масла Oil air cooler	2		Поверхность-1870 м2 Surface,m2	Сталь низколигированная Low alloy steel	до 1.0	1.6	60-40	-60-300	28.375	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-0.2946 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2		Мощность-22 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
Т-106	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler	2	2	Поверхность-9765 м2 Surface,m2		7.6	10	200-35	-60-300	51.169	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-4.8898718 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2	2	Мощность-37 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
Т-107	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка-1.6544 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	4	2	Поверхность-640 м2 Surface,m2 Высота-4.83 м Height,m Ширина-1.95 м Width,m		3.6	4.0	200-70	-60-300	10.56	пластинчатый Plate

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-203	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler Электродвигатель Electric motor	1 1		Поверхность-2383 м2 Surface,m2 Нагрузка-8.941 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr Мощность-22 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь низколигированная Low alloy steel	3.65	6.3	100-35	-60-300	11.560	
НЦ-101	Насос откачки конденсата Condensate pump Электродвигатель Electric motor	1	1	Производительность-5 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-8 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь углеродистая Carbon steel	Напор Head,m w.c. 140 м.ст.ж	35		-40-200	0.213	Центробежный Centrifugal
НЦ-104	Насос подачи конденсата на осушку Pump for condensate delivery to dehydration Электродвигатель Electric motor	1	1	Производительность-50 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-15 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		Напор Head,m w.c. 50 м.ст.ж	35		-40-200	0.27	Центробежный Centrifugal
НЦ-105	Насос подачи антифриза Antifreeze delivery pump Электродвигатель Electric motor	1	1	Производительность-300-500 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-200 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		Напор Head,m w.c. 80 м.ст.ж	40		-40-200	3.63	Центробежный нефтяной Centrifugal oil

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НЦ-103	Насос масла Oil pump Электродвигатель Electric motor	1		Производительность-3.6 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-2.2 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь углеродистая Carbon steel	Напор Head,MPa	0.4	20-30	-40-200	0.080	Шестеренчатый Geared
НП-104	Насос подачи ингибитора коррозии Corrosion inhibitor delivery pump Электродвигатель Electric motor	1		Производительность-4 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-2.2 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		Head,MPa 0.4		10-30	-40-200	0.112	Шестеренчатый Geared
НП-105	Насос подачи ингибитора коррозии Corrosion inhibitor delivery pump Электродвигатель Electric motor	1	1	Производительность-10 л /ч Capacity,m3/hr Мощность-0.25 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		Head,MPa 10.0		10-30	-40-200	0.042	Дозировочн. Плунжерный Proportioning Plunger

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
П-201	Печь Heater Змеевик цилиндрической вертикальной печи 1 шт Cylindrical coil for vertical heater 1 pc	1		Теплопроизводительность 0.9x10^6 - 5.3x10^6 Вт Heating capacity,W Горелка парового распыливания 3 шт Steam spray burner 3pcs	Сталь низколигированная Low alloy steel	3.2	4.3	120-350		11.2 0.073	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Установка переработки газа №1. Gas treatment unit No. 1. НТК с турбодетандером и наружное оборудование. Low temperature condensation with turboexpandor and outdoor equipment. Здание холодильной компрессорной. Cooling compressor building.										
КЦ-501	Агрегат турбокомпрессорный пропановый Propane turbocompressor	1	1	Холодопроизводительность-6978 кВт Cooling capacity,kW	Сталь углеродистая Low carbon steel	всас/нагн. 0.245/1.65 suct./disch.		изотерма -38 С isotherm, C		57.4	
	Электродвигатель Electric motor			Мощность-6300 кВт Power,kW Напряжение-10000 В Voltage,V							
КП-502	Компрессор вспомогательный Auxiliary compressor	1				всас/нагн. 0.025/1.6 suct./disch.				17.5	Поршневой Piston
	Электродвигатель Electric motor			Мощность- 75 кВт Power,kW Напряжение- 380 В Voltage,V						0.7	
К-301	Деметанизатор Demethanizer	1		Объем-18.3 м3 Volume,m3 Диаметр-1.4 м Diameter,m Высота-13.54 м Height,m	Сталь углеродистая c.s	1.6	1.84	-85--51	-86-20	9.0	Тарелка ситчатая 6 шт. Sieve tray 6 pcs

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
К-302	Деэтанизатор Deethanizer	1		Объем-74.7 м3 Volume,m3 Диаметр-1.2/2.2 м Diameter,m Высота-29.18 м Height,m	нержавеющая s.s	2.88	3.35	-9-94	-60-100	46.5	Тарелка ситчатая 36 шт. Sieve tray
ТДА-301	Турбодетандер Turbo-expander	1		Производительность: Capacity of,m3/min Детандера-1104.91 м3/мин Expander Компрессора-1586.85 м3/мин Compressor Степень расширения-2.85 Expansion degree	нержавеющая s.s	всас/выкид suct.-disch. 3.3/1.6		всас/выкид suct.-disch. -60--85		28.30	
С-301	Сепаратор Separator	1		Объем-50 м3 Volume,m3 Диаметр-2.6 м Diameter,m Длина-10.762 м Length,m	Сталь s.s	3.26	4.0	-42--62	100	33.105	
С-302	Сепаратор Separator	1		Объем- 8 м3 Volume,m3 Диаметр-1.6 м Diameter,m Высота-5.45 м Height,m	Сталь углеродистая Low carbon steel	3.28	4.0	-60--42	-60-100	6.8	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-301	Емкость рефлюксная Reflux drum	1		Объем-12.5 м3 Volume,m3 Диаметр-1.6 м Diameter,m Длина- 7.06 м Length,m	Сталь углеродистая Carbon steel	2.87	4.0	-15--27	-60-100	9.1	
E-305	Емкость дренажная Drain tank	1		Объем- 25 м3 Volume,m3 Диаметр-2.4 м Diameter,m Длина- 5.8 м Length,m		0.45	0.8	-60-90	-80-100	4.9	
E-306	Емкость дренажная с погружным насосом для антифриза Drain tank with immersible antifreeze pump Комплектно Complete with Электронасосный агрегат Electric pump	1		Объем- 20 м3 Volume,m3 Диаметр-2.4 м Diameter,m Длина-4.842 м Length,m Производительность-30 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность- 15 кВт Power,kW Напряжение- 380 В Voltage,V		атм atm. Head 46 м.ст.ж m.w.c.	0.07	10-30	-30-100	4.87	

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-300	Емкость для метанола Methanol tank	1		Объем- 4.0 м3 Volume,m3 Диаметр-1.2 м Diameter,m Длина- 3.705 м Length,m	Стальная	0.15	2.0	10-30	-60-300	1.966	
E-501	Ресивер дренажный Drain receiver	1		Объем- 50 м3 Volume,m3 Диаметр-2.4 м Diameter,m Длина-11.36 м Length,m		1.4	2.0	40	-60-300	12.97	
E-502	Ресивер линейный Line receiver	2		Объем- 50 м3 Volume,m3 Диаметр-2.4 м Diameter,m Длина-11.36 м Length,m		1.45	2.0	40	-60-300	12.97	
E-503	Отделитель жидкости Liquid separator	1	1	Объем- 40 м3 Volume,m3 Диаметр-2.4 м Diameter,m Длина-18.345 м Length,m		0.0245	2.0	-38	-60-100	14.82	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-503a	Выпариватель Evaporator	1	1	Поверхность-43 м2 Surface,m2 Диаметр-0.53 м Diameter,m Длина- 4.07 м Length,m	Сталь нержавеющая	0.0245	2.5	-30	-60-100	1.7	
E-504	Испаритель Evaporator	1	1	Поверхность-359 м2 Surface,m2 Диаметр-1.0/1.6 м Diameter,m Длина- 7.70 м Length,m		tube/shell труб/корп. 1.3/0.3	4.0/1.6	-5	-60-100	12.7	
E-505	Емкость для масла Oil tank	1		Объем- 5 м3 Volume,m3 Диаметр-1.900 м Diameter,m Длина- 2.030 м Length,m		atm атм	0.04	10-30	-60-100	1.0	
E-506	Отделитель жидкости Liquid separator	1		Объем-0.10 м3 Volume,m3 Диаметр-0.4 м Diameter,m Высота-2.02 м Height,m		0.05	2.0	-30	-60-150	0.35	

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Е-507	Емкость дренажная для пропана Propane drain tank	1		Объем-12.5 м3 Volume,m3 Диаметр- 1.6 м Diameter,m Длина- 6.412 м Length,m	Резервуар	1.3	2.0	-30--5	-40-100	4.71	
Ф-501	Фильтр жидкостной Liquid filter	1		Объем-0.028 м3 Volume,m3 Диаметр-0.273 м Diameter,m Высота-0.77 м Height,m	Фильтрующее оборудование	1.4	4.0	-15	-60-300	0.183	Сетчатый Strainer
Ф-301	Фильтр Filter	1		Объем-0.103 м3 Volume,m3 Диаметр-0.426 м Diameter,v Высота-1.105 м Height,m		2.0	4.0	-15--27	-60-300	0.452	Сетчатый Strainer
Т-301	Теплообменник газ-газ Gas-Gas Heat exchanger Нагрузка-2.43 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-1290 м2 Surface,m2 Диаметр- 1.0 м Diameter,m Длина- 11.28 м Length,m		труб/корп. 35-6 tube/shell 3.34/1.53 6.4/6.4			-60-100	47.12	Двухсекционный Two sections

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-302	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка-3.766 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2		Поверхность- 480 м2 Surface,m2 Диаметр- 1.39 м Diameter,m Высота- 3.17 м Height,m	Сталь нержавеющая S.S	труб/корп. tube/shell 3.39/3.35 4.0 -73-25 -100-200				8.53	Пластинчатый Plate
Т-303	Испаритель пропановый Propane evaporator Нагрузка-3.341 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-542 м2 Surface,m2 Диаметр-1.0/1.6 м Diameter,m Длина- 10.00 м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	труб/корп. tube/shell 3.34/ 4.0/1.6 6--30 -60-100/ 0.0245 -40-150				17.5	
Т-304	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка-1.0576 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2		Поверхность- 360 м2 Surface,m2 Диаметр- 1.39 м Diameter,m Высота-2.495 м Height,m	Сталь нержавеющая S.S	труб./корп. tube/shell 1.6/3.32 4.0 -85-42 -100-100				6.89	Пластинчатый Plate
Т-305	Испаритель деметанизатора Demethanizer evaporator Нагрузка-0.1977 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-104 м2 Surface,m2 Диаметр-0.8 м Diameter,m Длина- 4.29 м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	труб/корп. tube/shell 3.3/1.6 4.0 -73--54 -100				4.9	

КОНТРАКТ №2435

Лист

780

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-307	Испаритель деэтанизатора Deethanizer evaporator Нагрузка-5.09 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-360 м2 Surface,m2 Диаметр-2.6 м Diameter,m Длина- 9.12 м Length,m	Сталь низколегированная Low alloy steel	труб/корп. tube/shell 0.7/2.95	2.0/4.0	150- 70/70- 94	-60-200/ -60-110	32.4	
Т-308	Испаритель пропановый Propane evaporator Нагрузка-2.33 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-359 м2 Surface,m2 Диаметр-1.0/1.6 м Diameter,m Длина- 7.70 м Length,m		труб/корп. tube/shell 2.98/ 0.0245	4.0/1.6	-9- -27/-38	-60-100/ -60-150	12.7	
Т-306	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler	1		Поверхность-7500 м2 Surface,m2		1.6	2.5	45-50	-60-300	39.47	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-1.507 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Мощность-75 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
Т-309	Аппарат воздушного охлаждения для ШФЛУ Broad cut air cooler	2		Поверхность-2650 м2 Surface,m2		2.9	4.0	94-35	-60-300	25.57	
	Электродвигатель Electric motor Нагрузка-2.75 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2		Мощность-75 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-312	Теплообменник газ-газ Gas-Gas Heat exchanger Нагрузка-1.135 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-645 м2 Surface,m2 Диаметр-1.8 м Diameter,m Длина-11.28 м Length,,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	труб/корп. tube/shell 1.53/2.9	6.4	-42-37	-68-288	23.86	
Т-313	Аппарат воздушного охлаждения для газа Gas air cooler Электродвигатель Electric motor Нагрузка-3.81 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	2 2		Поверхность-5650 м2 Surface,m2 Мощность-90 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		3.4	4.8	18--5	-68-380	33.54	
Т-501	Аппарат воздушного охлаждения холодильного агента Coolant air cooler Электродвигатель Electric motor Нагрузка-8.62 млн.ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	6 12		Поверхность-6240 м2 Surface,m2 Мощность-37 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		1.4	2.5	78-48	-68-380	37.8	
НЦ-301	Насос Pump Электродвигатель Electric motor	2		Производительность-120 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-132 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь нержавеющая S.S	Head,m w.c. 318 м.ст.ж		-85	-98-288	3.182	Нефтяной Центробежный Oil Centrifugal

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НЦ-302	Насос Pump Электродвигатель Electric motor	2		Производительность-50 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-30 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь углеродистая Carbon steel	3.6	80 м.ст.ж Head, m.w.c.	15-27	-40-200	0.395	Герметичный Центробежный Canned Centrifugal
НЦ-303	Насос подачи некондиции Off-spec product delivery pump Электродвигатель Electric motor	1		Производительность-50 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-15 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		3.56	50 м.ст.ж Head, m.w.c.	35	-40-200	0.27	Герметичный Центробежный Canned Centrifugal
НП-305	Насос подачи метанола Methanol delivery pump Электродвигатель Electric motor	1		Производительность-0.8 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-3.0 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		4.0	6.3 Head-6.3 MPa	30	-40-200	0.50	Герметичный Центробежный Canned Centrifugal
НР-306 НР-307	Насос Pump	2		Производительность-0.25 м3/ч Capacity,m3/hr		30	Head, м.ст.ж m.w.c.			0.016	Manual Ручной

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НЦ-501	Насос подачи пропана Propane delivery pump	1		Производительность-5.0 м3/ч Capacity,m3/hr	Сталь углеродистая Carbon steel	1.6 Head-2.5 MPa	2.5	20-60	-40-200	0.213	Герметичный Центробежный Canned Centrifugal
	Электродвигатель Electric motor			Мощность- 8 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
НП-503	Насос подачи масла Oil delivery pump	1		Производительность-0.25 м3/ч Capacity,m3/hr		1.6 Head-2.5 MPa	2.5	10-30	-40-200	0.0365	Шестеренчатый Geared
	Электродвигатель Electric motor			Мощность-0.75 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							
СМ-250	Маслозаправочная станция Oil filling station	1	1	Объем-250 л Volume,L							
	Электродвигатель Electric motor			Мощность-2.2 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V						0.39	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Установка получения пропана. Propane recovery unit.											
К-901	Агрегат деэтанизатора Deethanizer	1		Диаметр- 0.4м Diameter,m Высота-6.26 м Height,m	Сталь низколегированная Low alloy steel	1.8	2.3	69	-60-150	3.37	Колонна насадочная Packed column
К-902	Агрегат пропановой колонны Propane column	1		Диаметр-0.4 м Diameter,m Высота-7.735 м Height,m		1.7	2.3	-92	-60-100	5.7	
Е-901	Емкость рефлюксная Reflux drum	1		Объем-4.0 м3 Volume,m3 Диаметр-1.2 м Diameter,m Длина-3.71 м Length,m		1.58	2.5	38-43	-60-100	2.15	
Е-902	Емкость для пропана Propane tank	1		Объем-50 м3 Volume,m3 Диаметр-2.4 м Diameter,m Длина-11.365 м Length,m		до 1.4	3.0	18-35	-60-300	15.52	

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-903	Емкость дренажная Drain tank	1		Объем-12.5 м3 Volume,m3 Диаметр-1.6 м Diameter,m Длина-6.412 м Length,m	Сталь низколегированная Low alloy steel	0.45	2.0	35-25	-30-200	4.71	
Ф-901	Фильтр жидкостной Liquid filter	2		Объем-0.028 м3 Volume,m3 Диаметр-0.273 м Diameter,m Высота-0.77 м Height,m		1.50	4.0	38-43	-60-300	0.183	Сетчатый Strainer
T-901	Испаритель Evaporator Нагрузка-110000 ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность-25 м2 Surface,m2 Диаметр-0.8 м Diameter,m Длина-4.72 м Length,m		труб/корп tube/shell 0.7/1.8	2.0/2.3	120- 70/69	-60-200		
T-902	Дефлегматор Condenser Нагрузка-27650 ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность- 13 м2 Surface,m2 Диаметр-0.4 м Diameter,m		труб/корп tube/shell 1.0/0.0245	2.3	20-13/ -30	-60-150		

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-903	Испаритель Evaporator Нагрузка-51000 ккал/ч Duty,MM.kcal/hr	1		Поверхность- 90 м2 Surface,m2 Диаметр-1.0 м Diameter,m Длина-7.04 м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	труб/корп tube/shell 0.6/1.58	2.0/2.3	115- 75/76	110		
Т-904	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler Электродвигатель Electric motor Нагрузка-111945 ккал/ч Duty,mm.kcal/hr	1 1		Поверхность- 105 м2 Surface,m2 Мощность- 3 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		1.7	2.5	42-38	-60-300	1.687	
Т-905	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler Электродвигатель Electric motor Нагрузка-23585.6 ккал/ч Duty,mm.kcal/hr	1 1		Поверхность- 105 м2 Surface,m2 Мощность- 3 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V		1.8	2.5	69-35	-60-300	1.687	
НП-901	Насос Pump Электродвигатель Electric motor	1	1	Производительность-1.25 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность- 3 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь углеродистая Carbon steel	2.9-3.0 Head,4.0 MPa	4.0	35	-40-200	0.52	Центробежн. Centrifugal

КОНТРАКТ №2435

Лист

Продолжение табл.1
Table 1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НЦ-901	Насос Pump	1	1	Производительность- 5.0 м3/ч Capacity,m3/hr	Сталь углеродистая Carbon steel	148 м.ст.ж Head,m w.c. 2.1	2.7	0-35	-40-200	0.213	Центробежный Герметичный Centrifugal Canned
	Электродвигатель Electric motor			Мощность- 8 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V							

Промежуточные аварийно-технологические резервуары
объемом 600 м3 с насосной.

Entermediate process emergency tanks of volume V=600 m3 with pump station.

Е-250	Емкость для ЦФУ Broad-cut tank	6		Объем-100 м3 Volume,m3 Диаметр-3.0 м Diameter,m Длина-14.884 м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	1.2	1.8	0-35	-60-200	23.86	
Е-252	Емкость дренажная Drain tank	1		Объем-12.5 м3 Volume,m3 Диаметр-1.6 м Diameter,m Длина-6.400 м Length,m		0.45	2.0	0-30	-40-200	4.27	

КОНТРАКТ №2435

Лист

Окончание табл.1
Table 1 End

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
С-250	Сепаратор факельный Flare separator	1		Объем- 4.0 м3 Volume,m3 Диаметр-1.0 м Diameter,m Длина- 6.87 м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	0.05	0.6	-30-200	-60-300	2.15	
Е-253	Воздухосборник Air receiver	1		Объем- 6.3 м3 Volume,m3 Диаметр-1.4 м Diameter,m		0.6	0.785	0-30	-60-100	1.365	
НЦ-250	Насос для ШФУ Broad-cut pump Электродвигатель Electric motor	1		Производительность-40-50 м3/ч Capacity,m3/hr Мощность-90 кВт Power,kW Напряжение-380 В Voltage,V	Сталь углеродистая Carbon steel	370 м.ст.ж Head,m w.c. Напор	10-30	-40-200		3.22	Нефтяной Центробежный Oil Centrifugal

КОНТРАКТ №2435

Лист

2.6 СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ. EQUIPMENT DATA SHEET

Таблица 2 TABLE 2

НИПИгазпереработка
NIPIgaspererabotka

КОНТРАКТ № 2435
CONTRACT

ТАРАСОВСКИЙ ГПЗ I ОЧЕРЕДЬ
TARASOVSKY GPP 1 st STAGE

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
EQUIPMENT DATA SHEET

НОМЕР ПОЗИЦИИ ITEM №	НАИМЕНОВАНИЕ DESCRIPTION	КОЛИЧЕСТВО QUANTITY раб. operating	рез. stand-by	ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ TECHNICAL DATA	МАТЕРИАЛ MATERIAL	Давление, МПа PRESSURE, MPa раб. operating	расч. design	Температура, С TEMPERATURE, C раб. operating	расч. design	Вес ед. оборуд., т EQUIPMENT piece weigt, t	ПРИМЕЧ. NOTES
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Здание холодильной компрессорной и дожимной компрессорной.НТК с турбодетандером. Наружное оборудование ХКС и ДКС. Refrigeration compressor and booster compressor building.LTC with turboexpand er. Outside equipment of RCS and BCS.											
КЦ-102	Компрессор Compressor Электродвигатель Motor	2	1	Производительность -1400-1800м3/мин Capacity, m3/min Мощность -12500квт Power,kW Напряжение-10000В Voltage,V		вс/наг 1.6/7.45 suct./disch.		38-35		58.6	Центробежный Centrifugal.
КЦ-501	Агрегат турбокомпрессорный пропановыйв сборе Propane turbocompressor assembly	2		Холодопроизводительность -6978 квт Cooling capacity,kW		изотерма-38 isotherm				57.4	

КОНТРАКТ № 2435

Лист

790

Продолжение табл.2

Table 2.Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Электродвигатель Motor			Мощность - 6300квт Power,kW Напряжение - 10000В Voltage,V							
ТДА-301	Турбодетандер Turboexpander Компрессор Compressor	2		Производительность - 2.84м/мин Capacity,m/min		i/o вх/вых 3.2/1.62 1.54/1.7		i/o вх/вых -45/-70 25/30-35		18.0	
К-301	Деметанизатор Demethanizer	3		Диаметр - 2.0м Diameter,m Высота - 20.0м Height,m	нержав. s.s.	1.6-1.65	2.5	-70-(-53)	-80-20	25.0	Тарелки ситчатые 10шт. sieve trays 10pcs
К-302	Деэтанизатор Deethanizer	1		Диаметр - 2.0м/3.0м Diameter,m Высота - 41.2м Height,m	ст.низ-колигир. Low alloy steel	2.95	3.6	-27-87	-60-100	190	-"- 42шт. 42pcs
С-104	Сепаратор Separator	2	1	Объем - 28м3 Volume,m3 Диаметр - 2.6м Diameter,m Высота - 6.73м Height,m	-"-	1.7	4.0	30-35	--"--	15.0	
С-105	Сепаратор Separator	2	1	Объем - 25м3 Volume,m3	-"-	7.45	8.0	45	--"--	31.0	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2

Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Диаметр - 2.4м Diameter,m Высота - 7.2м Height,m							
C-301	Сепаратор Separator	1		Объем - 100м3 Volume,m3 Диаметр - 3.0м Diameter,m Высота - 15.575м Height,m	ст.низко-лигиров. Low alloy steel	3.2	4.0	-45	-60-100	56.58	
C-302	Емкость-барбатер Bubbler drum	1		Диаметр - 1.2м Diameter,m Высота - 4.6м Height,m	-"-	3.7	4.5	35	--"--	3.2	
E-301	Емкость-рефлюксная Reflux drum	1		Объем - 16м3 Volume,m3 Диаметр - 2.0м Diameter,m Длина - 6.01м Length,m	-"-	2.05	4.0	-15	-60-70	9.41	
E-305	Емкость-дренажная Drain tank	1		Объем - 25м3 Height,m Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 5.0м Length,m	-"-	0.45	0.0	-15-60	100	4.9	

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-306	Емкость-дренажная с погружным насосом Drain tank with immersible pump	1		Объем - 25м3 Volume,m3 Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 4.826м Length,m	ст.низ-колигир. Low alloy steel	атм. atm.	0.07	10-30	100	4.07	
E-308	Емкость Tank	1		Объем - 4м3 Volume,m3 Диаметр - 1.2м Diameter,m Длина - 3.705м Length,m	-"-	0.005	2.5	-40-30	-60-200	2.15	
E-309	Емкость подземная дренажная Underground drain tank	1		Объем - 12.5м3 Volume,m3 Диаметр - 2.0м Diameter,m Длина - 6.400м Length,m	-"-	0.45	0.7	30-80	-60-100	3.80	
E-310	Емкость Tank	1		Объем - 2.5м3 Volume,m3 Диаметр - 1.2м Volume,m3 Длина - 2.2м Length,m	-"-	атм. atm.	атм. atm.	10-25	--"--	1.2	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-501	Ресивер дренажный Drain receiver	2		Объем - 50м3 Volume,m3 Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 11.15м Length,m	ст.низ-колигир. low alloy steel	1.4	2.5	40	-60-200	15.52	
E-502	Ресивер дренажный Drain receiver	3		Объем - 50м3 Volume,m3 Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 11.15м Length,m	-"-	1.4	2.5	40	-60-200	15.52	
E-503	Отделитель жидкости Liguid separator	3		Объем - 40м3 Volume,m3 Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 10.56м Length,m	-"-	0.245	2.0	-30	100	14.82	
E-503A	Испаритель Evaporator	3		Поверхность - 40м2 Surface,m2 Диаметр - 0.5м/0.8м Diameter,m Длина - 4.07м Length,m	-"-	тр./мтр. 0.9/ 0.0245 tube/shell side	тр./мтр. 2.0/ 1.6 tube/shell side	тр./мтр. 5/-30 tube/shell side	тр./мтр. -60-150/ 150 tube/shell side	2.0	

КОНТРАКТ № - 2435

Kbcn

704

Продолжение табл.2

Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-504	Испаритель Evaporator	3		Поверхность - 359м2 Surface,m2 Диаметр - 1.0м/1.6м Diameter,m Длина - 7.445м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	тр./мтр. 1.4/ 2.0/ 0.307 1.6 tube/shell side side	тр./мтр. 40-5/-5 tube/shell side side	-"-	11.6		
E-505	Емкость масла Oil tank	1		Объем - 5м3 Volume,m3 Диаметр - 1.900м Diameter,m Длина - 2.030м Length,m		атм. atm.	0.04	10-30	-60-90	1.0	
E-507	Емкость дренажная Drain tank	1		Объем - 12.5м3 Volume,m3 Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 10.56м		1.4	2.0	-30-70	-40-100	4.71	
Ф-501	Фильтр Filter	1		Поверхность - 0.96м2 Surface,m2 Диаметр - 0.273м Diameter,m Высота - 2.1м Height,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	1.4	2.0	40	-60-100	0.22	

КОНТРАКТ № - 2435

Kbcn

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-104	Блок аппаратов воздушного охлаждения Block of air coolers	1		Поверхность -64125м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - 7.23 Duty,M.M.kcal/hr	ст.низколигир. low alloy steel	0.4	0.96	30-40	-60-100	28.1	
	Электродвигатель Motor	90		Мощность - 7.5квт Power,kw Напряжение - 380В Voltage,V							
Т-105	Блок аппаратов воздушного охлаждения Block of air coolers	2	1	Поверхность - 4640м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - 1.55 Duty,M.M.kcal/hr	-"-	0.6	0.71	60-40	--"--	26.8	
	Электродвигатель Motor	12	6	Мощность - 7.5квт Power,kw Напряжение - 380В Voltage,V							
Т-106	Блок аппаратов воздушного охлаждения Block of air coolers	2	1	Поверхность - 6990м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - *4.89,**4.82 Duty,M.M.kcal/hr	-"-	7.47	8.4	120-45	-60-200	35.3	
	Электродвигатель Motor	24	12	Мощность - 7.5квт Power,kw Напряжение - 380В Voltage,V							
Т-108	Теплообменник Heat exchanger	4	2	Поверхность -875м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - 0.775 Duty,M.M.kcal/hr	-"-	tube/shell side side тр./мтр. 0.7/ 1.0/	tube/shell side side тр./мтр. 150-100/ 0-120	tube/shell side side тр./мтр. 200/200		27.95	

КОНТРАКТ № - 2435

Kbcn

796

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Диаметр - 1.2 м Diameter,m Длина -10.875м Length,m							
Т-301	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка,млн.ккал/час - *1.833,**1.533 Duty,M.M.kcal/hr	3		Поверхность -1370м2 Surface,m2 Диаметр Diameter,m Длина -11.69м Length,m	ст.низ-колигиров low alloy steel	тр./мтр. 3.27/ 4.1/ tube/shell side side	тр./мтр. 35-6/ 5-25 tube/shell side side	тр./мтр. -60-100 tube/shell side side	42.5		
Т-302	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка,млн.ккал/час - *1.6,**1.12 Duty,M.M.kcal/hr	4		Поверхность -400м2 Surface,m2 Диаметр - 1.44м Diameter,m Высота -2.36м Height,m	нержав. s. s.	3.28/ 4.0 3.3	35-(39)/ -53-25	-100-200	9.099	Пластинч. Plate	
Т-303	Испаритель Evaporator Нагрузка,млн.ккал/час - 5.77 Duty,M.M.kcal/hr	1		Поверхность -1482м2 Surface,m2 Диаметр - 1.6м/2.2м Diameter,m Длина -12.07м Length,m	ст.низ-колигир. low alloy steel	тр./мтр. 3.3/ 4.0/ 0.0245 1.6 tube/shell side side	тр./мтр. 6-(30)/ -38 tube/shell side side	тр./мтр. -60-100 tube/shell side side	40		
Т-304	Теплообменник Heat exchanger Нагрузка,млн.ккал/час - *1.09,**0.59 Duty,M.M.kcal/hr	4		Поверхность -400м2 Surface,m2	нержав. s. s.	3.23/ 4.0 1.6	-30-(-43)/ -70-(-23)	-100-200	9.099	Пластинч. Plate	

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Диаметр - 1.44м Diameter,m Длина -12.07м Length,m							
Т-305	Испаритель Evaporator	1		Поверхность -135м2 Surface,m2 Диаметр - 0.8м Diameter,m Длина -5.665м Length,m	нержав. s. s.	тр./мтр. 1.6/ 2.5 3.27 4.1 tube/shell side side		тр./мтр. 52-(-56)/ -39-(-43) tube/shell side side	тр./мтр. -80-100 tube/shell side side	4.7	
агрузка,млн.ккал/час - 0.4 Duty,M.M.kcal/hr											
Т-307	Испаритель Evaporator	2		Поверхность -743м2 Surface,m2 Диаметр - 2.8м Diameter,m Длина -11.07м Length,m	ст.низ- колигир. low alloy steel	тр./мтр. 0.7/ 1.6/ 3.0 4.2 tube/shell side side		тр./мтр. 150-100/ 87-97 tube/shell side side	тр./мтр. 300/ -60-150 tube/shell side side	46	
Нагрузка,млн.ккал/час - *2.175,**0.53 Duty,M.M.kcal/hr											
Т-308	Испаритель Evaporator	1		Поверхность -1000м2 Surface,m2 Диаметр - 2.8м Diameter,m Длина -11.07м Length,m	-"-	тр./мтр. 2.07/ 4.0/ 0.0245 1.6 tube/shell side side		тр./мтр. 4-(15)/ -38 tube/shell side side	тр./мтр. 100/ -60-150 tube/shell side side	31.4	
Нагрузка,млн.ккал/час - *3.4,**4.07 Duty,M.M.kcal/hr											

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Т-309	Блок аппаратов воз-душного охлаждения Block of air coolers	1		Поверхность -8550м2 Surface,m2	ст.низ-колигир. low alloy steel	2.95	3.5	97-35	100-(-60)	37.5	
	Электродвигатель Motor	12		Мощность - 7.5квт Power,kW							
Нагрузка,млн.ккал/час - *1.6,**5.165 Duty,M.M.kcal/hr				Напряжение - 380В Voltage,V							
Т-312	Теплообменник Heat exchanger	1		Поверхность -271м2 Surface,m2	-"-	тр./мтр. 1.50/ 2.1/ 2.9 3.5 tube/shell side side		тр./мтр. -35-(-20)/ 4-(-5) tube/shell side side	тр./мтр. -60-100 tube/shell side side	8.2	
Нагрузка,млн.ккал/час - *1.62,**8.98 Duty,M.M.kcal/hr				Диаметр - 0.8м Diameter,m Длина -5.665м Length,m							
Т-313	Блок аппаратов воз-душного охлаждения Block of air coolers	1		Поверхность -25640м2 Surface,m2	-"-	3.25	4.00	10-(5)	-60-100	89.8	
	Электродвигатель Motor	24		Мощность - 5.5квт Power,kW							
Нагрузка,млн.ккал/час - *0.76,**4.25 Duty,M.M.kcal/hr				Напряжение - 380В Voltage,V							
Т-501	Блок аппаратов воз-душного охлаждения Block of air coolers	3		Поверхность -35730м2 Surface,m2	-"-	1.4	2.0	70-40	--"--	131.1.	
Нагрузка,млн.ккал/час - 3.725 Duty,M.M.kcal/hr											

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Электродвигатель Motor	100		Мощность - 7.5квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V							
НЦ-105	Насос Pump Электродвигатель Motor	3	1	Производительность- -300-400м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 132квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	ст.уг-лероднс. carbon steel		Напор 50м.ст.ж. m. of w. c. Head	40	-40-200	3.023	Центробеж. Centrifugal
НЦ-301	Насос Pump Электродвигатель Motor	2	1	Производительность- -120м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 160квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	нержав. s. s.		Напор 320м. m. of w. c. Head	-53	-80-200	4.373	-"-
НЦ-302	Насос Pump Электродвигатель Motor	1	1	Производительность- -121м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 45квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	ст.уг-лероднс. carbon steel		Напор 50м. m. of w. c. Head	-15	-40-200	0.45	Герметич. Tight

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НЦ-303	Насос Pump Электродвигатель Motor	1		Производительность- -150м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 45квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	ст.уг- леродис. cfrbon steel		50м.ст.ж. m.of w.c. Напор Head	35	-40-200	0.45	Герметич. Tight
НЦ-306	Насос(комплектно с Е-306) Pump(in complete with E-306) Электродвигатель Motor	1		Производительность- - 50м3/час Capacity,m3/hr Мощность -18.5квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	-"-		50м.ст.ж. m.of w.c. Напор Head	18-30	-"-	0.9	Погружной Immercible
НЦ-309	Насос(комплектно с Е-309) Pump(in complete with E- 309) Электродвигатель Motor	1		Производительность- - 50м3/час Capacity,m3/hr Мощность -18.5квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	-"-		-"-	-"-	-"-	-"-	-"-
НЦ-501	Насос Pump	1		Производительность- -12.5м3/час Capacity,m3/hr	-"-		-"-	40	-"-	0.185	Герметич. Tight

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НЦ-305	Насос Pump Электродвигатель Motor	1		Производительность - 0.8м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 4квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	ст.углеродис. carbon steel		6.3 Напор Head	35	-40-200	0.6	Поршневой Piston
НЦ-503	Насос Pump Электродвигатель Motor	1		Производительность - 0.25м3/час Capacity,m3/hr Мощность -0.75квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	-"-		2.5 Напор Head	10-30	-"-	0.0365	Поршневой Piston

Примечание: * - легкий состав
Notes light composition
** - тяжелый состав
heavy composition

807

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ПЛОЩАДКА АВАРИЙНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЕМКОСТЕЙ AREA FOR PROCESS EMERGENCY TANKS											
С-1201	Сепаратор факельный Flare separator	1		Объем - 4м3 Volume,m3 Диаметр - 1.8м Diameter,m Длина - 6.87м Length,m	ст.низ-колигиров. low alloy steel	0.05	1.6	62	-60-200	2.15	
Е-1201	Емкость Tank	4		Объем - 50м3 Volume,m3 Диаметр - 1.8м Diameter,m Длина - 6.87м Length,m	-"-	3.1	4.0	-61-35	-60-100	24.0	
Е-1202	Емкость Tank	1		Объем - 12.5м3 Volume,m3 Диаметр - 1.8м Diameter,m Длина - 6.87м Length,m	-"-	0.45	2.0	-10-35	-"-	4.27	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

УСТАНОВКА ПОЛУЧЕНИЯ ПРОПАНА ВЫСОКОЙ ЧИСТОТЫ

HIGH PURITY PROPANE RECOVERY UNIT

Агрегат деэтанизатора в составе :
Deethaniser unit consisting of

К-901	Деэтанизатор Deethanizer	1	Диаметр - 0.325м Diameter,m Высота - 11.45м Height,m	ст.низ-колигир. low alloyed steel	1.84	2.3	13-87	-60-100	4.15	Колонна насадочная Packed column	
Т-901	Испаритель Evaporator	1	Поверхность - 25м2 Surface,m2 Диаметр - 0.5м/0.8м Diameter,m	-"-	tube/shell тр./мтр. 0.6/ 1.84	 2.0/ 2.0	tube/shell тр./мтр. 75-115/ 200 87				

Нагрузка.млн.ккал/час - 0.11
Duty,M.M.kcal/hr

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

204

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Длина -4.715м Length,m							
Т-902	Испаритель Evaporator	1		Поверхность - 8м2 Surface,m2	ст.низ-колигир.	тр./мтр. 0.18/ 0.0245	2.3/ 2.3	тр./мтр. 20-13/ -30	150		
Нагрузка,млн.ккал/час - 0.0276 Duty,M.M.kcal/hr				Высота - 2.005м Height,m	low alloy steel	tube/shell			tube/shell		
	Агрегат пропановой колонны в составе: Propane column unit, consisting										
К-902	Пропановая колонна Propane column	1		Диаметр - 0.5м Diameter,m Высота - 11.31м Height,m	-"-	1.58	2.3	38-76	-60-110	7.15	Колонна насадочная Packed column
Т-903	Испаритель Evaporator	1		Поверхность - 90м2 Surface,m2	-"-	tube/shell тр./мтр. 0.6/	2.3/	tube/shell тр./мтр. 115-75/	-60		
Нагрузка,млн.ккал/час - 0.051 Duty,M.M.kcal/hr				Диаметр - 1.0м Diameter,m Длина - 7.99м Length,m		1.58	2.3	76	100		
Т-904	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	1		Поверхность - 325м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - 0.112 Duty,M.M.kcal/hr	-"-	1.56	2.5	49-38	-60-300	4.25	Малопоточ. Low flow
	Электродвигатель Motor	1		Мощность - 3квт Power,kW							

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2.Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Напряжение -380В Voltage,V							
T-905	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	1		Поверхность - 220м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - 0.0236 Duty,M.M.kcal/hr	ст.низ-колигир.	1.50	2.5	06-35	-60-300	3.17	Малопоточ. Low flow
	Электродвигатель Motor	1		Мощность - 3квт Power,kw Напряжение -380В Voltage,V	Low alloyed steel						
E-901	Емкость рефлюксная Reflux drum	1		Объем - 50м3 Volume,m3 Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 11.06м Length,m	-"-	1.55	-"-	30	-60-200	2.1	
E-902	Емкость пропана Propane tank	2		Объем - 50м3 Volume,m3 Диаметр - 2.4м Diameter,m Длина - 11.06м Length,m	-"-	-"-	-"-	-"-	-"-	15.52	
E-903	Емкость подземная дренажная Underground drainage tank	2		Объем - 12.5м3 Volume,m3 Диаметр - 1.6м Diameter,m	-"-	0.45	2.0	0-35	100	4.27	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Длина - 6.488м Length,m							
НЦ-901	Насос Pump Электродигатель Motor	2		Производительность - 12.5м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 4квт Power,kW Напряжение - 380 В Voltage,V	ст.углеродис. carbon steel		50м.ст.ж. m. of liguid column Напор Head	38	-40-200	0.105	Герметич. Sealed
НЦ-902	Насос Pump Электродигатель Motor	2		Производительность - 12.5м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 4квт Power,kW Напряжение - 380 В Voltage,V	-"-		-"-	-"-	-"-	-"-	-"-
НП-901	Насос Pump Электродигатель Motor	2		Производительность - 2.5м3/час Capacity,m3/hr Мощность -5.5квт Power,kW Напряжение - 380 В Voltage,V	-"-		4.0 Напор Head	35	-40	3.46	Плунжерн. Plunger

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

2.6 СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ. EQUIPMENT DATA SHEET

Таблица 2 TABLE 2

НИПИгазпереработка
NIPI-gaspere-rabotka

КОНТРАКТ № 2435
CONTRACT

ТАРАСОВСКИЙ ГПЗ I ОЧЕРЕДЬ
TARASOVSKY GPP 1 st STAGE

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
EQUIPMENT DATA SHEET

НОМЕР ПОЗИЦИИ ITEM №	НАИМЕНОВАНИЕ DESCRIPTION	КОЛИЧЕСТВО QUANTITY раб. operating	КОЛИЧЕСТВО QUANTITY рез. stand-by	ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ TECHNICAL DATA	МАТЕРИАЛ MATERIAL	Давление, МПа PRESSURE, MPa раб. operating	Давление, МПа PRESSURE, MPa расч. design	Температура, С TEMPERATURE, C раб. operating	Температура, С TEMPERATURE, C расч. design	Вес ед. оборуд., т EQUIPMENT piece weigt, t	ПРИМЕЧ. NOTES
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Компрессорная сырого газа с наружным оборудованием. Отделение осушки. Raw gas compressor station with outdoor equipment. Dehydration section.											
КЦ-101	Компрессор Compressor Электродвигатель Motor	4	1	Производительность -1250м3/мин Capacity, m3/min Мощность -12500квт Power,kW Напряжение-10000В Voltage,V		вс/наг 0.157/3.63 suct./disch.		0-15	0-15	127.5	Центробеж. Centrifugal.
КВ-201	Компрессор газа регенерации Regeneration gas compressor	2		Производительность - 10м3/мин Capacity,m3/min		suct./disch. вс/наг 2.6/3.7		45		19.85	Винтовой Screw

КОНТРАКТ № 2435

Лист

828

Продолжение табл.2

Tablt 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Электродвигатель motor			Мощность -800квт Power,kw Напряжение-10000В Voltage,V							
К-201	Адсорбер для газа Gas adsorber	6		Диаметр - 2.6м Diameter,m	Сталь низколигированная Low-alloyed steel	3.4	4.0	35-300	-60-300	38.5	Насадочная Packed
К-202	Адсорбер для жидкости Liquid adsorber	4		Диаметр -2.8м Diameter,m		3.5	4.4	-"-	-"-	16.8	-"-
С-101	Фильтр-сепаратор Filter-separator	4	1	Диаметр - 1.6м Diameter,m Длина - 7.85м Length,m Объем - 17м3 Volume,m3		1.0	0.8	0-15	-60-100	8.5	
С-102	Сепаратор Separator	4	1	Диаметр - 2.6м Diameter,m Высота - 6.49м Height,m Объем - 28м3 Volume,m3		0.84	1.6	45	-60-200	8.57	
С-103	Сепаратор Separator	4	1	Диаметр - 2.8м Diameter,m Высота - 6.62м Height,m		3.55	4.4	35	-"-	10.5	

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Объем - 16м3 Volume,m							
C-201	Сепаратор Separator	1		Диаметр - 1.2м Diameter,m Высота - 3.4м Height,m Объем - 4.0м3 Volume,m	Low-alloyed steel Сталь низколигированная	2.7-2.9	4.0	35	-30-100	3.6	
C-202	Сепаратор Separator	1		Диаметр - 0.8м Diameter,m Высота - 3.745м Height,m Объем - 1.6м3 Volume,m		0.55	1.6	15-35	-"-	1.15	
C-203	Сепаратор Separator	1		Диаметр - 1.2м Diameter,m Высота - 3.4м Height,m Объем - 4.0м3 Volume,m		3.62	4.0	35	-"-	3.6	
E-101	Разделительная емкость Separating tank	2		Диаметр - 1.4м Diameter,m Длина - 8.0м Length,m Объем - 9.45м3 Volume,m		0.1	1.0	0-15	-60-200	3.98	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
E-102	Емкость Tank	1		Диаметр - 2.0м Diameter,m Длина - 6.5м Length,m Объем - 20м3 Volume,m3	Сталь низколигированная Low-alloyed steel	0.1	1.0	0-15	-60-200	5.2	
E-104	Разделитель Three-phase separator	1		Диаметр - 3.0м Diameter,m Длина - 11.32м Length,m Объем - 65м3 Volume,m3		3.2	4.0	35	-60-100	45	
E-106	Емкость дренажная с погружным насосом Drainage tank with submersible pump	1		Диаметр - 2.0м Diameter,m Длина - 4.28м Length,m Объем - 12.5м3 Volume,m3		атм. atm.	атм. atm.	20-40	-30-100	3.92	
	Насос Pump			Производительность - 50м3/час Capacity,m3/hr	Сталь низколигированная Low-alloyed steel		Head Напор 50м. ст.ж. Liq. column				
	Электродвигатель Motor			Мощность - 18.8квт Power,kW							
E-108	Емкость подземная Underground tank	1		Диаметр - 1.6м Diameter,m		0.45	2.0	10-35	-40-100	4.27	

Продолжение табл.2
Table 2 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Длина - 1.6м Length,m Объем - 12.5м3 Volume,m3	Сталь низколигированная Low alloyed steel						
E-109	Емкость Tank	1		Диаметр - 2.768м Diameter,m Длина - 2.038м Length,m Объем - 5м3 Volume,m3		атм. atm.	0.04	10-35	-60-90	0.73	
E-110	Емкость Tank	1		Диаметр - 2.768м Diameter,m Длина - 4.298м Length,m Объем - 25м3 Volume,m3	Сталь низколигированная Low alloyed steel	амт. atm.	0.04	-"-	-"-	1.0	
E-201	Емкость подзем-ная дренажная Underground drainage tank	1		Диаметр - 1.6м Diameter,m Длина - 6.400м Length,m Объем -12.5м3 Volume,m3		0.55	2.0	35-45	-40-100	4.27	
E-202	Емкость подзем-ная дренажная Underground drainage tank	1		Диаметр - 1.6м Diameter,m Длина - 6.400м Length,m		0.55	2.0	60-120	-"-	4.27	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

814

Продолжение табл.2
Table 2 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Объем - 12.5м3 Volume,m3							
Т-101	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	4	1	Поверхность - 12760м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - 0.86 Duty,M.M.kcal/hr	Сталь низколигированная Low alloyed steel	0.55	0.72	60-45	-60-100	59.0	
	Электродвигатель Motor	48	12	Мощность - 7.5квт Power,kW							
Т-102	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	4	1	Поверхность - 13970м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/ч - *6.112,**7.733 Duty,M.M.kcal/hr		0.85	1.0	190-45	-60-200	53.0	
	Электродвигатель Motor	48	12	Мощность - 5.5квт Power,kW							
Т-103	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	4	1	Поверхность - 13980м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/ч - *6.112,**7.733 Duty,M.M.kcal/hr		3.50	4.12	200-45	-"-	65.1	
	Электродвигатель	72	18	Мощность - 7.5квт Power,kW							
Т-107	Теплообменник Heat exchanger	8	2	Поверхность - 1393м2 Surface,m2 Диаметр - 1.4м Diameter,m Длина - 18.85м Length,m	Сталь низколигированная Low alloyed steel	тр/мтр 1.6/ 3.6 tube/shell	тр/мт 1.6/ 4.0	тр/мтр 120-60/ 190-100 tube/shell	тр/мтр -60-150/ 200	29.5	

Нагрузка,млн.ккал/час - 0.86
Duty,M.M.kcal/hr

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Высота - 1.88м Height,m	Сталь низколигиров. Low alloyed steel						
Т-189	Теплообменник Heat exchanger	4	1	Поверхность - 38м2 Surface,m2 Диаметр - 0.53м Diameter,m Нагрузка,млн.ккал/час - *4.02,**4.97 Duty,M.M.kcal/hr		тр/мтр 0.5/ 1.0 tube/shell	тр/мтр 2.5/ 2.5	тр/мтр 120-70/ 10-45 tube/shell	тр/мтр -40-100/ 150 tube/shell	1.9	
Т-202	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	1		Поверхность - 6390м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - *4.02,**4.97 Duty,M.M.kcal/hr	нерж. S.S.	2.94	4.0	270-35	-60-350	36.15	
	Электродвигатель Motor	9		Мощность - 5.5квт Power,kW							
Т-203	Аппарат воздушного охлаждения Air cooler	2		Поверхность - 2600м2 Surface,m2 Нагрузка,млн.ккал/час - *0.0, **0.94 Duty,.kcal/hr		3.65	4.32	100-35	-60-120	14.0	
	Электродвигатель Motor	6		Мощность - 7.5квт Power,kW	Сталь низколигиров. Low alloyed steel						
Ф-201	Фильтр-пылеуловитель Dust-catcher filter	1	1	Объем - 0.2м3 Volume,m3 Диаметр - 1.4м Diameter,m Высота - 6.005м Height,m		3.35	4.0	35	--"--	0.1	
Ф-202, 203	Фильтр- пылеуловитель Dust-catcher filter	2	2	Объем - 1.4м3 Volume,m3	-"-	3.0- 3.20	4.2	35-300	-60-300	2.5	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Диаметр - 0.8м Diameter,m Длина - 3.5м Length,m	Сталь низколигированная Low alloyed steel						
Ф-204	Фильтр Filter	1	1	Диаметр - 0.377м Diameter,m Высота - 2.2м Height,m		3.4	4.2	35	-60-100	0.56	
НП-101	Насос Pump	1	1	Производительность - 6.3м3/час Capacity,m3/hr	ст.углеродистая carbon steel		Напор 1.0 Head	0-15	-40-200	0.1125	Шестеренчатый gear
	Электродвигатель Motor			Мощность - 4.0квт Power,kW							
НП-103	Насос Pump	1		Производительность - 4,0м3/час Capacity,m3/hr			Напор 0.4 Head	10-35	-"-	0.001	-"-
	Электродвигатель Motor			Мощность - 2.2квт Power,kW	Сталь низколигированная Low alloyed steel						
НП-104	Насос Pump	1		Производительность - 4..0м3/час Capacity,m3/hr			Напор 0.4 Head	10-35	-"-	0.001	-"-
	Электродвигатель Motor			Мощность - 2.2квт Power,kW							

Продолжение табл.2

Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
НП-105	Насос Pump	5	1	Производительность - 16л/час Capacity,l/hr	ст.углеродистая carbon steel		6.3 Напор Head	10-35	-40-200	0.047	Дозировочный Proportion
	Мотор-редуктор Reduction motor			Мощность - 0.25квт Power,kW							
НЦ-104	Насос Pump	2	1	Производительность - 50.0м3/час Capacity,m3/hr	-"-		Напор 80м. ст.ж. Liq.column Head	35	-"-	0.32	Герметич. Tight
	Электродвигатель Motor			Мощность - 30.0квт Power,kW							
П-201	Печь Heater				Сталь низколигированная	Low alloyed steel					
	Змеевик цилиндрической вертикальной печи Coil of cylindrik vertical heater	1		Теплопроизводительность -4.94-5.28 10^6 Вт Heating capacity		3.2	4.8	50/300		35.74	
	Горелка газомазутная инжекторная Injector fuel oil-gas burner	2								0.030	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2
Table 2. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	НЕФТЕКОНДЕНСАТООТДЕЛИТЕЛИ OIL/CONDENSATE SEPAR ATORS										
С - 1	Сепаратор-пробкоуловитель Separator–slug catcher	3		Диаметр - 3.0м Diameter,m Длина - 15.10м Length,m	Сталь низколигированная Low alloyed steel	0.12	0.6	0-15	-60-100	31.5	
Е - 1	Емкость Tank	1		Объем - 100м3 Диаметр - 3.0м Diameter,m Длина - 14.17м Length,m		0.1-1.0	4.0	-"-	-"-	47.0	

Примечание: * - легкий состав
Notes light composition
** - тяжелый состав
heavy composition

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

104

2.8. Working Facilities Status.

Date of putting into operation, design and actual capacity.

The following gas facilities were in operation in accordance with "Purneftegas" information as of January 1, 1993:

Characteristic of existing facilities using gas:

Tabl 2.8

Facilities	Capacity		Diameter, mm	Wall thickness, mm	Length, km	Pressure, MPa		Commissioning year
	design	actual				P_initial	P_final	
I.Gubkinsky GPP								
I stage,compression	1070							1989
II stage,compression	1070							
II.Interfield pipelines of low pressure								
1.Novo-Purpejskoje-Barsukovskoje			530	8	9.6	5.02	4.7	1988
2.Tarasovsky CGS-Gubkinsky GPP			1020	10	64.0	6.0	2.5	1988
3.Barsukovskoje-point 1			720	8	28.6	4.57	4.03	1989
4.point 1-Gubkinsky GPP			820	8	23.2	4.03	2.5	1989
5.Komsomolskoje-point 1			423	6	1.0	4.61	4.03	1989
6.Verhnepurejskoje-Barsukovskoje			426	6	16	5.27	5.08	1989
7.BCS-2 - Barsukovskoje-Komsomolskoje			720	8	45.3	5.76	4.03	1989
8.Komsomolskoje-Gubkinsky GPP			720	8	23.8	4.03	2.50	1989
9.Ust-Harampurskoje-Tarasovsky GPP			426	6	38.9	7.00	2.20	1990
10.West-Purpejskoje-Barsukovskoje			325	5	26.5	5.30	4.57	1992
Subtotal					276.5			
III.Gas collection networks								
1.Novo-Purpejskoje, total					13.0			
including:								
BCS 1 -point 1			426	7	5.6	5.48	5.02	1989
BCS 2 -point 1			325	6	6.2	5.47	5.02	1989
2.Tarasovskoje, total					46.2			
including:								
BCS 2-point 1, 1 train			426	7	1.1	6.80	5.82	1989
point 1 - point 2			1020	10	2.5	5.82	5.70	1989
point 2 - point 3			1020	10	7.5	5.70	5.02	1989
point 3 - point 5			1020	10	2.3	5.02	4.40	1989
BCS 2-point 1, 2 train			426	7	1.1	6.80	5.82	1990
point 5 -GPP			1020	10	5.6	4.40	2.20	1990
BCS 3 - point 2			530	8	9.0	7.24	5.70	1990
BCS 1 - point 4			1020	10	0.3	5.06	5.05	1989
CGS - point 4			1020	10	0.9	5.79	5.06	1989
point 4 - point 3			1020	10	1.0	5.06	5.02	1989
point 5 - GPP			530	8	5.6	4.40	2.20	1990
BCS 4 - point 1д			325	6	9.3	6.66	5.82	1992

Tabl 2.8 (Cont.)

Facilities	Capacity design	Capacity actual	Diameter, mm	Wall thickness, mm	Length, km	Pressure, MPa P_initial	Pressure, MPa P_final	Commissioning year
3.Barsukovskoje subtotal:					44.4			
point 3 - point 1, 1 train			530	8	4.5	4.58	3.87	1990
2 train			530	8	4.5	4.58	3.87	1990
point 4 - point 5, 1 train			720	8	7.0	3.87	3.10	1990
2 train			720	8	7.0	3.87	3.10	1990
point 5 - CS 1 train			720	8	5.9	3.10	2.50	1990
2 train			720	8	5.9	3.10	2.50	1990
UPSV - point 8			89	4	0.3	4.32	4.31	1990
point 8 - point 4			530	8	1.1	4.31	3.87	1990
BCS 1 - point 8			530	8	0.2	4.38	4.31	1990
BCS 2 - point 1			426	7	0.8	5.76	5.62	1990
point 1 - point 3, 1 train			325	6	7.2	5.62	4.58	1990
Total:					130.6			
IV.High pressure pipelines								
1.Gubkinsky GPP - tie-in to pipeline Urengoj-Cheljabinsk								
I train		2140	530	8	21	75	70	1989
II train		2140	530	8	21			1991
2.Barsukovskaja CS-Muravlenkovsky GPP			1020	10	18	75	66	construction is not finished
(is not operated due to the absence of CS)		900	530	8	115	15	0.4	1991

819

3. New Construction.

In order to use oil gas resources of "Purneftegas" oil fields, it is necessary to build a number of installations.

All these installations have been included into "The Pragram of Oil Gas Use from Western Siberia Oil Fields During 1993-1996", which had been approved by Mr.Chernomirdin in 1992.

Part of these installations intended for the construction has been started already, but due to the lack of capital, the construction has been stopped. These include the following: Gubkinskyi GPP, Kharampurskaja CS with discharge gas pipeline, Barsukovskaja CS, compressor stations for final separation stage gas, etc..

Due to the absence of the product pipeline, the process lines of Gubkinskyi GPP are not constructed.

In the Table 3.1 there is the List of installations for oil gas resources use of PO"Purneftegas" to be constructed before 1998.

The schedule for these facilities design and put into operation consideres standard periods for the design and construction as well as the availability of oil gas.

Table 3.1

Planned Put into Operation of New Installations for Oil Gas Resources Use from PO"Purneftegas" Oil Fields.

Installations	Capacity, mln m3 or length,km	Year
	GPP:	
Gubkinskyi No.2		
1-st stage,processing	1070	1993
2-nd stage,processing	1070	1994
Gubkinskyi Nos.3,4		
3-d stage,compression	1070	1994
3-d stage,processing	1070	1995
4-th stage,compression	1070	1995
4-th stage,processing	1070	1996
Tarasovskyi		
1-st stage, compression + processing	2140	1995
2-nd stage, compression + processing	2140	1997
Compressor Stations for 1-st stage gas separation:		
Kharampurskaja	2000	1995
CS at East-Tarkosalinskaja group of oil fields	1500	1996
North-Gubkinskaja	2000	1996
CS at Chaselskaja group of oil fields	500	1997
Compressor stations for final separation stages gas transportation		
Kharampurskaja at CGS		
1-st stage	50	1994
2-nd stage	50	1996

continue table 3.1

Installations	Capacity, mln m3 or length,km	Year
Tarasovskaja at CGS	250	1993
Gubkinskaja at CGS	25	1994
North-Gubkinskaja at CGS	50	1995
Chaselskaja	50	1997
East-Tarkosalinskaja	25	1998
	High Pressure Pipelines	
Kharampurskaja CS - Gubkinskyi GPP:	186.4	1994
Diam. 530	120	
Diam. 720	66.4	
CS for East-Tarkosalinskaja group of oil fields - Tarasovskyi GPP, diam.720	165	1996
North-Gubkinskaja CS - Gubkinskyi GPP, diam.720	100	1996
CS for Chaselskaja group of oil fields - Tarasovskyi GPP, diam. 530	230	1997
	Stripped Gas Pipelines	
Gubkinskyi GPP - tie-in to Urengoi-Cheljabinsk, pipeline, 2-nd train, diam. 530	18	1993
Tarasovskyi GPP - tie-in to Urengoi-Cheliabinsk pipeline, diam. 720	45	1995
	Product pipelines	
Gubkinskyi GPP - South-Balikskyi GPP, diam. 530	861	1994
Tarasovskyi GPP - Gubkinskyi GPP, diam. 530	65	1995

continue table 3.1

Installations	Capacity, mln m3 or length,km	Year
	Pipelines between oil fields	
Diam. 159	48	1997
Diam. 159	29	1999
Diam. 219	30	1998
Diam. 219	109	2000
Diam. 273	25	1994
Diam. 273	46	1999
Diam. 325	20	1995
Diam. 325	29	1997
Diam. 325	20	2000
Diam. 426	25	1998
Diam. 426	30	2000
Diam. 530	33	1995
Diam. 720	22.5	1994
Diam. 720	60	2000
Diam. 1020	41	1994

4. Commercial Product from GPP of Pur Region.

The Consumers of oilgas at the oil fields of PO "Purneftegas" are: Booster Pump Station Boiler Houses, Central Gathering Stations, Heaters of Water Disposal Units and a part of raw gas is used for the needs of Gubkinskyi settlement.

Commecial product namely stripped gas, downstream GPP is delivered to the main gas pipeline Urengoi-Cheljabinsk.

Within the period of 1993 to 1998 the volume of dry stripped gas delivered to the gas pipeline Urengoi-Cheljabinsk from Pur region GPP could be as follows:

Mln.m3

1993	1994	1995	1996	1997	1998
2403	2510	3051	5325	6261	6665

including:
from Gubkinskyi GPP

1993	1994	1995	1996	1997	1998
2403	2510	3051	3860	4554	3811

from Tarasovskyi GPP

1993	1994	1995	1996	1997	1998
-	-	-	1465	1707	2854

At present, due to the absence of product pipeline and process lines of 1-st and 2-nd stages, Gubkinskyi GPP operates as a compressor station.

It receives raw oil gas, dries it and compressed it in order to deliver it it to main gas pipeline Urengoi-Cheljabinsk.

The actual composition of the compressed gas delivered from Gubkiskyi GPP to main gas pipeline Urengoi-Cheljabinsk is given below:

		Weight %
CO2	-	0.57
N2	-	1.17
C1	-	73.27
C2	-	7.16
C3	-	8.1
i-C4	-	2.89
n-C4	-	3.42
i-C5	-	1.44
n-C5	-	1.03
C6+	-	0.95
kg/m3	-	0/808
20		
C3+,gr/m3	-	144

At present, gas from Komsomolskoje oil field and first separation stage gas from Tarasovskoje oil field are delivered
to Gubkinskyi oil field.

823

5. Ecology

5.1. Tarasovsky GPP

5.1.1. Discharges to atmosphere

Tarasovsky GPP area is situated in Purovsky district of Tumen region, 36 km to South West from railway station Pur-Pe.

In respect of geomorphology GPP territory represents the surface of glaciomarine plain. The relief of plain is flat, unbroken, with absolute elevations 60-70m.

Geological section of the territory is represented by average-overlyingquaternary glaciomarine deposits, which are often overlapped by existing deposits of swamps and flood plain streams.

In respect of hydrogeography the GPP territory represents water divide of the 1st order between rivers Pyaku-Pur and Aivaseda-Pur.

River drainage of the territory belongs to Kara sea basin and it is represented by a great number of big and small rivers with constant stream. Tarasovsky GPP site refers to Pyaku-Pur river water intake. A typical characteristic of the territory is a big spread of swamps. Extent of swamps achieves 70% in some places. Extent of lakes of Pyaku-Pur river drainage system is 12%, extent of swamps - 45% and extent of forests - 43%. Agarka-Yanganha brook originates from North-West side of GPP area, and brook Nenzayaha runs in 5km to South-East.

Rivers Hanzebejyaha (river Hingi-Yaha tributary), Nenzayaha are fishindustrial basins, where different kinds of fish live, such as pikes, ide, dace, roach, perch, ruff, burbot and others. In spring spawing of above fish takes place in rivers mouths on living flood plain.

Tarasovsky GPP feedstock is a petroleum gas from PO "Purneftegas" fields of 2.14 billions m3 volume for the 1st stage and the same for the 2nd stage, which is nowdays burned in PO "Purneftegas" flares. The main purpose of Plant construction is maximum gas utilization, because associated petroleum gas flaring due to GPPs capacities shortage, not only causes damage to the country's economy but also causes a great harm to environment. In West Siberia conditions, the nature of which is characterized by high sensivity to any technical effect and low self-cleaning and self-restoring ability, the problem of decreasing the negative effect on environment of fuel-energy complex is of great importance.

The feedstock for the Plant will be gas of the following composition and % mol.

Its composition is given in the process part of the report.

The end product of the Plant will be as follows:

- stripped gas as per GOST 5542-84;
- broad fraction of light hydrocarbons of grade "A", as per TU 38.101.524-83;
- high purity propane.

The characteristic of gross discharges from organized and nonorganized sources for both stages and during full Plant development is given in Table 5.1. As seen from Table 5.1, when putting into operation the 1st stage of GPP, the amount of harmful discharges is 3515.915 t/y, for the 2nd stage - 2 906.686 t/y and during full Plant development - 6422.601 t/y. Increase of harmful discharges during GPP first stage operation is explained by the fact that it includes common to the whole plant facilities, designed for both stages. As seen from Table 5.1, harmful discharges mainly prevail from organized sources.

Discharges from organized sources make up 3292 t/y during 1st stage operation; 2769 t/y during 2nd stage operation and 6061 t/y during full Plant development. During 1st stage operation CO discharges prevail and make up 2535.93t/y. The main source of CO discharges are flares and

then stacks of boiler house - 393.12 t/y and incinirators - 44.15 t/y (Table 5.2). The most powerful source of NO discharges are boiler house stacks - 128.62 t/y. C1-C4 hydrocarbon discharges, caused by incomplete hydrocarbon gas flaring, are rather high - 241.68 t/y, but these substances are low-toxic, and so they are not of great danger for environment and human health.

Quantities of harmful discharges during the 2nd stage of operation approximately correspond to ones of the 1st stage. Discharges of such high-toxic substances as methanol and odorant are negligible and make up 0.32 t/y and 0.0067 t/y, respectively. Discharges of lead from road transport are also negligible and make up 0.05 t/y.

Gross discharges of harmful substances from organized and nonorganized sources, Tarasovsky GPP.

Table 5.1.

Description of harmful substance	1st stage			2nd stage			Full Plant development		
	Organized sources, t/y	Nonorganized sources, t/y	Total t/y	Organized sources, t/y	Nonorganized sources, t/y	Total t/y	Organized sources, t/y	Nonorganized sources, t/y	Total t/y
Hydrocarbons C1-C4	241.68	117.84	359.52	241.68	98.22	339.9	483.36	216.06	699.42
Hydrocarbons C5	7.56	34.99	42.55	7.56	22.71	30.27	15.12	57.71	72.82
Hydrocarbons C6+	2.62	32.82	35.44	2.62	15.394	18.014	5.24	48.214	53.454
Ethylene glycol	-	1.132	1.132	-	1.132	1.132	-	2.264	2.264
Nitric oxides	206.307	0.6	206.907	77.85	-	77.85	284.157	0.6	284.757
Carbonic oxide	2535.93	33.44	2569.37	2142.81	-	2142.81	4678.74	33.44	4712.18
Soot	253.99	-	253.99	252.56	-	252.56	506.55	-	506.55
Methane	44.15	-	44.15	44.15	-	44.15	88.3	-	88.3
Methanol	-	0.32	0.32	-	-	-	-	0.32	0.32
Odorant	-	0.0067	0.0067	-	-	-	-	0.0067	0.0067
Lead	-	0.05	0.05	-	-	-	-	0.05	0.05
Benzol	-	2.48	2.48	-	-	-	-	2.48	2.48
Total:	3292.237	879.289	4171.525	2769.23	137.456	2906.686	6061.467	1016.805	7078.281

Gross Discharges of Harmful Substances from Organized Sources, Tarasovsky GPP

Table 5.2.

Harmful substances	1st stage			2nd stage			Full Plant development		
	Furnaces flue stacks t/y	Boiler houses t/y	Flares t/y	Furnaces flue stacks t/y	Boiler houses t/y	Flares t/y	Furnaces flue stacks t/y	Boiler houses t/y	Flares t/y
Hydrocarbons C1-C4	-	-	241.68	-	-	241.68	-	-	483.36
Hydrocarbons C5	-	-	7.56	-	-	7.56	-	-	15.12
Hydrocarbons C6+	-	-	2.62	-	-	2.62	-	-	5.24
NO	61.09	128.52	16.76	61.09	-	16.76	122.18	128.52	33.52
CO	44.15	393.12	2098.66	44.15	-	2098.66	88.3	393.13	4197.32
Soot	-	1.43	252.56	-	-	252.56	-	1.43	505.12
Methane	44.15	-	-	44.15	-	-	88.3	-	-

825

5.1.2. Characteristic of Water Consumption, Tarasovsky GPP

Water supply of Tarasovsky GPP is carried out from 2 sources: underground artesian horizon and service water pipeline NGDU "Tarasovneft" from river Pyaku-Pur. Water for drinking is consumed from underground artesian horizons, and water for needs of production - both from underground horizons and from water pipeline NGDU "Tarasovneft".

Because of using the modern technological decisions and equipment (e.g. closed water circulation systems, the use of air and propane cooling) in petroleum gas processing, the use of water for main process needs is minimized. The main volumes of water consumption are given in Table 5.3 and waste water flow rate is given in Table 5.4.

Due to minimum consumption of drinking and service water, Tarasovsky GPP is characterized by extremely negligible volumes of waste water withdrawal. These are waste waters formed mainly from equipment washing and steaming during repair, as well as water coming with feedstock and so on.

Plant waste water depending upon contaminants presence in it is treated at purification facilities and reused. Waste water treatment for Tarasovsky GPP is given in Fifure 5.1.

Characteristic of Purification Facilities.

Sanitary waste water is collected by gravity network in drain sump of sewerage pump stations for sanitary waste water, and then is pumped into purification facilities for sanitary waste water, located at GPP area, where they are subjected to complete biological treatment with a final treatment in sand filters.

Purification facilities include:

- production and auxiliary building, where air blowers, electrolize unit for producing sodium hypochloride to disinfect purified discharges are installed;
- aerotank building, equipped with aero-facilities with secondary sump and aerobic stabilizer for sediments;
- waste water final treatment facility with sand filters;
- tanks, where purified sanitary waste water is mixed with sodium hypochloride and its disinfection take place;
- silt sites, of individual design with artificial base.

Purified sanitary waste water after final treatment and disinfection is discharged into industrial and rain sewerage network by gravity, and then together with nontreated industrial waste water it is pumped to CGS of Tarasovsky field.

Sanitary waste water have the following pollution concentration after treatment facilities:

- BOD, full - 6-8 mg/l;
- Suspended substances - 4-6 mg/l.

Industrial and rain sewer water is collected by gravity in the receiving tank of sewerage pump station, and then is pumped out into collecting tank. Concentration of hydrocarbons in average discharge does not exceed 50 mg/l.

Industrial and rain sewers mixed with purified sanitary sewers are pumped out by multistage centrifugal pumps from accumulating tanks to CGS of Tarasovsky field, where they are reused in the systems of reservoir pressure maintenance.

Total Water Consumption for Tarasovsky GPP.

Table 5.3

m3/d

Description	1st stage	2nd stage	Total
Drinking water: -drinking and service needs	45	12.0	57.0
-industrial needs	615.0	—	615.0
Total:water of drinking quality	660.0	12.0	672.0
Fresh water for induatrial needs	237.0	236.0	473.0
Replenishment of fire water reserve	3543	—	3543

Effluent Water Consumption of Tarasovsky GPP

Table 5.4

m3/d

Description	1st stage	2nd stage	Total
Sanitary	171.0	12.0	183.0
Industrial	352.0	299,0	651.0
Rain waters	327.0	300.0	627.0

827

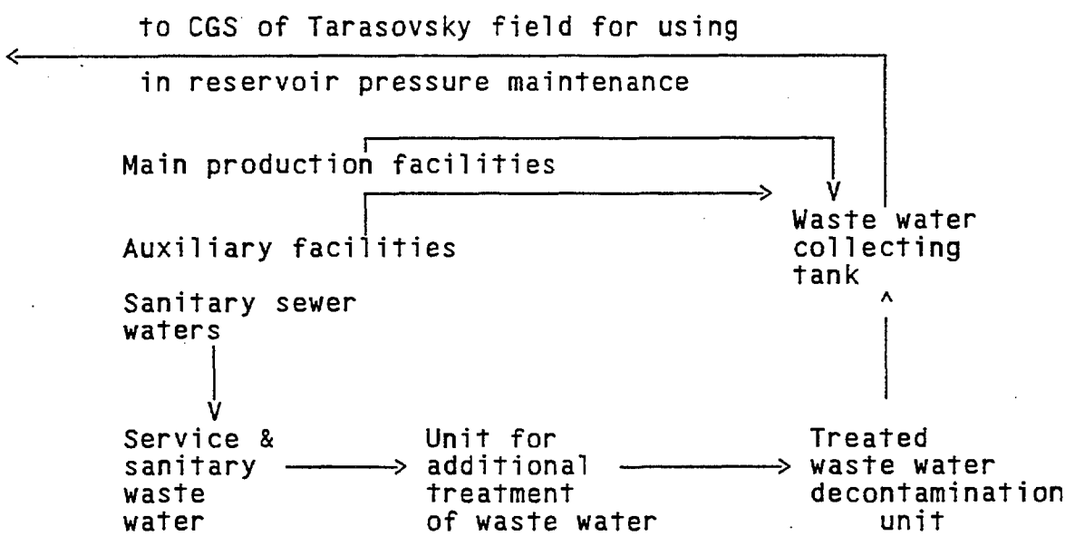


Fig.5.1 Block diagram for waste water treatment of Tarasovsky GPP

5.2. Gubkinsky GPP.

5.2.1. The List of Discharges to Atmosphere.

The site of Gubkinsky GPP is located in Pur region of Jamalo-Nenetsky national district of Tumen area. The nearest populated settlement Tarasovsky is located at a distance of 2300 m to the South/West from the job site. Industrial area is located at a distance of 2000 m to the South. At a distance of 600 m there is a corridor for oil pipeline of Dn 720 mm and power transmission line HVL-10.

To the North direction at a distance of 100 m there is the area of the GPP flares.

At the East the GPP area borders with forest. The forest is represented by pine trees of the height up to 12 m. The relief of the area is plane.

There shall be the following range of commercial products:

- dry stripped gas per OST 4.51.40-83;
- broad fraction of light HC of grade "A" per TУ 38-101524-83;
- high purity propane.

As per the technology there will be no wastes at the production facilities of GPP. All off-spec products are returned for reprocessing.

All leakages of gaseous hydrocarbons from the vessels as well as emergency and single discharges through the safety-relief valves are sent for burning to plant flare system. Low temperature discharges of hydrocarbon gases which are, mainely C1-C4 are directed for dispersion to the cold flare.

The sources of atmosphere pollution at the site of Gubkinsky GPP are stacks of the incinirators, boiler house, flares as well as not tight equipment, flange connections, etc., which can occur in the process of operation and which lead to non-organized discharges (fugitives).

The sources of emergency discharges are the following:
GPP flare unit, cold flares from safety valves of LTC section of gas treatment units.

Emergency discharge to flare can happen in case of emergency shut-down of electric power supply provided by two independent electric power sources and emergency discharge to cold flares from safety relief valves of gas treatment units can happen during the upset of the process duty.

In the Table 5.5, given below, there is shown the total quantity of harmful substances, comimng into atmosphere due to the organized and non-organized discharges from the process equipment of Gubkinsky GPP.

Table 5.5.

Substance	Total ammount of discharges from GPP, t/year			Total
	Operating facilities	Under design	Under reconstruction	
C1-C4	356.706	240.954	6.152	603.812
C5	25.102	14.666	1.756	40.624
C6+	14.673	4.969	0.894	20.089
CO	206.324	70.968	42.32	319.613
Methanol	7.158	4.354	-	11.512
Carbon black	71.36	-	-	71.36
EG	6.147	6.652	0.027	12.827
Lead aerosol	0.725	2.3×10^{-10}	-	0.725
Nitrogen oxides	15.998	5.886	4.716	26.599
Mercaptanes	-	7.48×10^{-10}	-	7.48×10^{-10}
Benzene vapours	20.5×10^{-5}	-	-	20.5×10^{-5}
Diethyl ester vapours	21.5×10^{-5}	-	-	21.5×10^{-5}
Acetone vapours	20.6×10^{-5}	0.083	-	0.083206
Gasoline vapours	16.37×10^{-5}	-	-	16.37×10^{-5}

5.2.2. Characteristics of Water Consumption at Gubkinsky GPP.

Water supply for Gubkinsky GPP is provided from underground water formations of Kurtamishsk area. There is the following content of iron and fluorine in the water:

Fe - max. 3 mg/l and F - max. 0.5 mg/l.

When this water is used for potable needs, it should be iron-free and fluorinated. Besides fresh technical water they widely use in the processes the treated sewer waters. The amounts of water consumption are given in Table 5.6.

The use of modern technics and processes lead to the formation of small amounts of waste waters. Characteristics of waste waters per separate processes is given in Table 5.7.

Characteristics of Water Supply of Gubkinsky GPP.

Table 5.6
(m3/d)

Description	1-st st.	2-nd st.	3-rd st.	4-th st.	Total
Potable needs	153.0	6.0	9.0	6.0	174.0
Plant needs	178.0	8.0	107.0	9.0	302.0
Make-up of fire water store	1944	-	-	-	1944

Waste water formed at the Plant depending on the presence of the contaminants is treated in the water treatment facilities and then is reused.

Block diagram for treatment of sewer water coming from Gubkinsky GPP is shown in Fig. 5.2

Flow Rate of Sewer Water from Gubkinsky GPP

Table 5.7
(m3/d)

Description	1-st st.	2-nd st.	3-rd st.	4-th st.	Total	Remark
Sanitary	68.1	6.0	9.0	6.0	89.0	
Plant	208.0	32.0	90.0	33.0	363.0	.) incl. 125.0 from process
Salt containing	77.0	-	26.0	-	103	
Rain	240.0	350.0	300.0	300.0	1190	

Characteristics of Treatment Facilities

The site for the treatment facilities is located on the permafrost. The treatment of plant/rain sewers is designed in two stages:

- mechanical treatment in the tanks of static settling;
- final treatment along with sanitary sewers on the strainers and sand filters.

The treated water will have the following characteristics:

- B.O.D. 6-8 mg/l;
- hydrocarbons max. 2 mg/l;
- suspended substance 4-6 mg/l.

Treated water then goes to the pump station, where they are disinfected by sodium hypochlorite and then are pumped out to the collecting tank. From the collecting tank of the pump station for treated waste waters they are sent to the boiler house.

Sanitary sewers from the Plant are sent to the biological treatment unit where they are subjected to biological and chemical treatment in aerotanks from where clarified sewers are distriduted.

After final treatment on the strainers and sand filters, the sewers are disinfected by sodium hypochlorite and are pumped out to collecing tank.

Extra silt from biological treatment unit is disposed to silt sites. The sediment from static settling tanks is sent to sludge accumulators.

Oil products and hydrocarbons, collected in the static settling tanks, are sent then to the entrained oil products' tank from where they are taken by movable equipment and then are used in the process.

Rain waters from the static settling tank site are sent then to the drain tank with submerged pump and then are pumped out to the inlet of the treatment facilities.

Sanitary sewers from biological treatment unit by the gravity flow to the sanitary sewer pump station and then pumped out to the inlet of of the treatment facilities.

Fire fighting of the buildings and facilities will be performed by fire hydrants connected to ring water network of fire water pipeline.

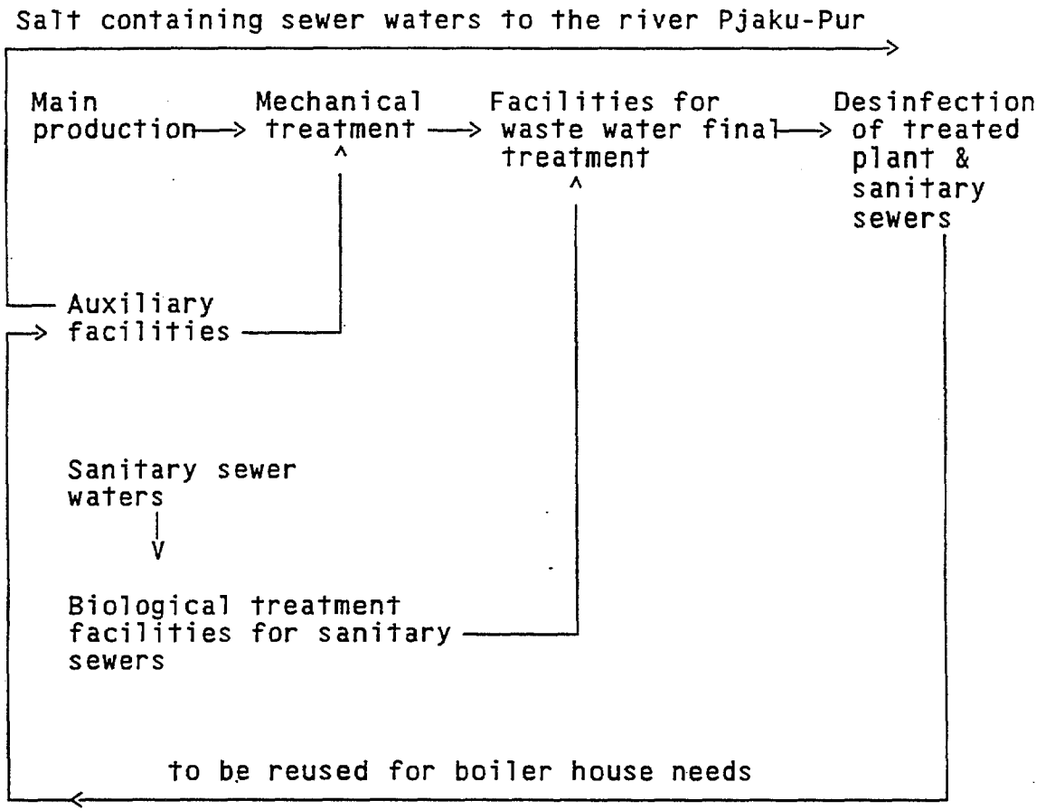


Fig.5.2. Block-diagram of sewer water treatment from Gubkinsky GPP

5.3. Kharampurskaja CS

5.3.1. Ecological Limitations

5.3.1.1. Negative effect on the ambient air.

From ecological point of view, the main technical requirement to the equipment of packaged CS purchased from abroad by its impact on the atmospheric air is the maintaining of the harmful discharge level to atmospheric air within the maximum allowable concentration limits at ground level of atmosphere during equipment operartion.

The calculation of toxic substences dispersion in atmosphere shall be done according to the methods, acting in Russia.

Maximum allowable concentrations (MAC) are devided into categogies:

1-st category : MAC for working area

2-nd category : MAC for populated area.

The limits of MAC for populated area are the limits of sanitary-protective area of the Plant, where the concentration ratio of any harmful component of the gas discharges to MAC (maximum-one time) for populated area is not higher than 1.

According to CN-245-71 for the Plants which process more than 5000 m3/hr of oil gas, sanitary-protective zone is accepted to be 1 km.

MAC for the most dangerous and frequent harmful component of gas discharges from CS are given in Table 5.8 in accordance with MAC List No.3086-84.

Table 5.8

Substances !	Maximum Allawable Concentration mg/m3			
		Populated area		
	working area	max one-time	daily average	category
1. Nitrogen oxides	5.0	0.085	0.04	2
2. CO	20.0	5.0	3.0	4
3. Hydrocarbons	300.0	5.0	1.5	4
4. SO2	10.0	0.5	0.05	3
5. H2S	10.0	0.008	-	2
6. Mercaptans (odorant)	0.8	-6 9.10	-	2
7. Black carbon	4.0	0.15	0.05	3
8. Ammonia	20.0	0.2	0.04	4
9. Benzene	5.0	1.5	0.1	2
10.Toluene	50.0	0.6	0.6	3
11.Chlorine	1.0	0.1	0.03	2

5.3.1.2 Negative effect on water resources

Efficient use and protection of water resources must be provided by the following requirements:

1. Maximum use of air coolers and circulating water supply systems of closed type for production needs in order to provide minimum water volumes, taken from water sources.

2. Design work on sanitary and industrial waste water sewerage and treatment shall not provide for their disposal into water basins or lost circulation horizon.

3. While solving the problem concerning waste water sewerage, treatment and desinfection it is necessary to consider the possibility and expediency of purified waste water use in circulating water supply systems and its reuse for this or other plant water supply.

4. Requirements on quality of water, consumed for process needs shall be defined in every specific case depending on aims and conditions of water use and on process requirements. If particular requirements are not specified, water quality figures shall be accepted in accordance with Table 5.9.

5. The degree of stratum and waste water treatment for their use in flooding systems is accepted as per data of oil field system development diagram.

6. The combination of sanitary waste water with industrial and rain waste water for flooding is allowed only after complete waste water biological treatment and desinfection (at their flow rate max. 100m3/d).

Table 5.9

Water Quality Figures

Users	Water quality figures
Heat exchangers and units with outer jacket space cooling at closed circulating water supply	Total hardness - max. 0.5mg-equiv/l, transparency - more than 30cm, pH- within 7-8
Boiler units	Total hardness (before chem. treatment) - 7mg-equiv./l, suspended particles - max 8mg/l, transparency - min 30cm, oxidizability- max.15mg/l O2, CO2 absent Fe content - max. 0.2mg/l, oil - max. 3mg/l.
Pump cooling (without circulating water supply loops)	Total hardness - max. 7mg-equiv./l, transparency - min. 30cm, suspended particles content - max. 40-50mg/l

835

6.ECONOMICS

6.1 Capital investment assessment

Capital investment assessment for projects assigned for construction is carried out in the following way: Capital investments into I,II,III and IV stages of Gubkinsky GPP, I stage of Tarasovsky GPP are calculated on the basis of estimate calculations for construction cost of these projects. Capital investments into II stage of Tarasovsky GPP, Kharampurskay CS, gas pipelines and product pipelines are calculated on the basis of analogs. Import equipment cost assessment is carried out on the basis of contract data for analogous projects.

Below is given the estimated cost of projects assigned for construction:

		prices of 1991	prices of 1993
Gubkinsky GPP			
I+II st.	mln.rbl.	20	6000
	mln.$	0.18	0.18
III+IV st.	mln.rbl.	64	13840
	mln.$	143	143
Tarasovsky GPP			
I st.	mln.rbl.	241	61339
	mln.$	7.3	7.3
II st.	mln.rbl.	62	15620
	mln.$	73	73
Kharampurskaja CS	mln.rbl.	44.8	8910
	mln.$	120	120
Product pipeline Tarasovsky GPP - Gubkinsky GPP	mln.rbl.	96.0	28800
	mln.$	-	-
Gas pipeline Kharampurskaya CS - Tarasovsky GPP	mln.rbl.	15.5	4650
	mln.$	-	-
Gas pipeline Tarasovsky GPP - Gubkinsky GPP-cut-in point to gas pipeline Urengoj-Chelyabinsk	mln.rbl.	34.0	10200

The following works and expenses are included into construction estimate cost for projects:
- area development;
- main production facilities;
- auxiliary facilities;
- utilities;
- transport and communication facilities;
- outsite networks and constructions;
- vertical planning and land improvement;
- temporary buildings and constructions;

- other works and expenses;
- management cost and supervision of enterprise under construction.

The above mentioned works and expenses have the following structure in calculation of estimated cost:

- construction works,
- installation works,
- equipment,
- stock,
- others.

Construction and installation works on their turn include the costs of the following:

- materials,
- wages,
- machines and mechanisms operation.

Item "Others" includes the following expenses:

- bank credits,
- north privileges,
- air freight,
- additional payment for "mobile" type of work,
- sending on business trips,
- payment of damage caused by land alienation,
- compensation of local authorities,
- arrangement of workers engaging,
- shift work,
- long-service bonus etc.

The following expenses are required to complete the construction of the 1st and the 2nd stages of Gubkinsky GPP (in prises as of 1993), million roubles.

1st stage	-	not required		
2nd stage	-	total	- 7934.8	
including:				
	-	industrial engineering, total	- 3270;	
		among them:		
		- construction and erection works	-	1349.0
		- equipment	-	1550.4
	-	housing construction, total	-	4664.8
		among them:		
		- construction and erection works	-	3958.0
		- equipment	-	81.6

Cost in hard currency may be converted as per going share price.

6.2 Operating cost assessement

Operating costs for projects under consideration are evaluated on the basis of consumption values, summary construction cost estimate, number of personnel.

Operating costs are calculated in accordance with prices as of August 1993 following acting norms and regulations for operating cost estimation.

Annual operating costs for GPP are given in Tables 6.1-6.5.

Raw material cost (oil gas) is accepted by controlled nominal price - 1125 rbl./1000m3.

Auxiliary material prices are accepted as per data of manufacturers of auxiliary materials, designers of processes assigned for the project and data released in press.

Auxiliary material transportation costs are accepted as 30% from their cost.

Power costs are calculated by two-rate tariff in accordance with " TjumenEnergo" data.

Costs of materials for running and medium repair are accepted as 0.5% from fixed industrial & production assets (FIPA); transport and procurement costs are accepted as 30% from materials for running and medium repair.

Capital repair costs are calculated in accordance with "Depreciation charges norms for fixed assets of economics", 1976.

Wage for one employee is accepted at the level of 200 th. rbl. per month.

From wages fund the following values, included into operating costs are deducted:

- deductions for social security 5.4%;
- deductions for mandatory medical insurance 3.6%;
- deductions for pension fund 28.0%;
- employment fund 2.0%.

Depreciation charges are calculated in accordance with "Common norms for depreciation charges for complete restoration of fixed assets of economics", 1990.

With this when put to balance of fixed assets the equipment currency cost is calculated in roubles as per rate of exchange ($1=1000rbl.) for depreciation charges.

Other expenses are accepted as 10% from operating costs (without raw material cost).

Besides, operating cost estimate includes the following deductions:

- insurance fund - 1% from commecial product volume;
- scientific and technical development fund - 1.5% from operating costs;
- transport tax - 1% from wages fund;
- investment fund - 20% from commercial products;
- education tax - 1% from wages fund.

In the given tables 1-5 of operating costs quantitative and price values for auxiliary materials, catalysts, power consumption are indicated.

Manning tables of Gubkinsky and Tarasovsky GPP are given in Tables 6.6 and 6.7.

Operating costs for line constructions are calculated by large groups and make up 10% from capital investments.

Estimate of Annual Operating Expenses for Gubkinsky GPP 1st and 2nd stages.
(prices as of 1993)

Table 6.1

Nos.	Description of expense items	Units	Unit price, thous.rbl.	Q-ty	Sum, mln.rbl.
I.	Material expenses				15180.5
1.	Feed stock (excluding gas for own needs)	mln.m3	1.125	2136.7	2403.8
2.	Auxiliary materials total, including				299.1
	- ethylene glycol	t	100.0	1029.7	103.0
	- monoethanolamine	t	160.0	27.0	4.3
	- borax	t	348.0	5.8	2.0
	- methanol	t	80.0	2.1	0.2
	- kerosine	t	65.0	0.1	0.0
	- compressor oil KP-8c	t	68.0	66.7	4.5
	- aircraft oil MC-6	t	130.0	8.6	1.1
	- industrial oil I-50A	t	64.0	1.0	0.1
	- turbine oil TP-22	t	350.0	2.2	0.8
	- active aluminum oxide	t	920.0	10.6	9.8
	- clinoptilolite	t	100.0	16.2	1.6
	- propane, grade "A"	t	46.0	120.0	5.5
	- silica gel	t	280.0	1.8	0.5
	- coke nut	t	10.0	0.1	0.0
	- zeolites: NaA	t	400.0	321.4	128.6
	NaX	t	400.0	0.3	0.1
	- corrosion inhibitor	t	260.0	47.4	12.3
	- sodium chloride	t	5.0	21.5	0.1
	- sulfuric acid	t	24.0	43.2	1.0
	- gasoline	t	75.0	300.0	22.5
	- diesel fuel	t	65.0	16.8	1.1
3.	Transport expenses				89.7
4.	Utility expenses:				12026.9
	- required power	kWt	102.4	95370.0	9763.0
	- consumed power	thous.kWt.h	2.9	777055.0	2253.5
	- water	thous. m3	0.0	0.0	0.0
	- steam (heat)	t(Gcal)	0.0	0.0	0.0
	- fuel gas	thous.m3	1.125	9300.0	10.5
5.	Deductions into repair fund of enterprise total, including:				360.9
	- materials of routine and medium repairs				49.4
	- transport and storage expenses				14.8

439

Continue table 6.1

Nos.	Description of expense items	Units	Unit price, thous.rbl.	Q-ty	Sum, mln.rbl.
	- FIPA (Fixed industrial and production assets) capital repair expenses				296.6
II.	Expenses for remuneration of labour				844.8
III.	Deductions for:				329.5
	- social insurance				45.6
	- pension fund				236.5
	- employment fund				16.9
	- medical expenses insurance				30.4
IV.	Fixed assets depreciation				593.3
	Total				16948.0
V.	Other expenses				1454.4
	Insurance fund				297.6
	Deductions for scientific and technical development				240.0
	Tax on transport				8.4
	Payment for land				0.0
	- payment for one hectare	thous.rbls			0.0
	- occupied land area	ha			0.0
	Investment fund				5952.8
	Local taxes				
	- on education				8.4
	Current expenses:				
	Total				24910
	Current expenses without depreciation:				
	Total				24317

Estimate of Annual Operating Expenses for Gubkinsky GPP 3d and 4th stages.
(prices as of 1993)

Table 6.2

Nos.	Description of expense items	Units	Unit price, thous.rbl.	Q-ty	Sum, mln.rbl.
I.	Material expenses				19081.7
1.	Feed stock (excluding gas for own needs)	mln.m3	1.125	2128.3	2394.3
2.	Auxiliary materials total, including				118.9
	- ethylene glycol	t	100.0	372.7	37.3
	- monoethanolamine	t	160.0	0.5	0.1
	- borax	t	348.0	1.4	0.5
	- methanol	t	80.0	1.1	0.1
	- kerosine	t	65.0	160.1	10.4
	- compressor oil KP-8	t	68.0	82.0	5.6
	- aircraft oil MC-6	t	130.0	8.6	1.1
	- industrial oil I-50A	t	64.0	0.0	0.0
	- turbine oil TP-22	t	350.0	1.3	0.5
	- active aluminum oxide	t	920.0	21.2	19.5
	- clinoptilolite	t	100.0	17.0	1.7
	- propane, grade "A"	t	46.0	120.0	5.5
	- silica gel	t	280.0	0.7	0.2
	- coke nut	t	10.0	0.1	0.0
	- zeolite NaA	t	400.0	65.0	26.0
	- corrosion inhibitor	t	260.0	40.0	10.4
	- sodium chloride	t	5.0	22.0	0.1
3.	Transport expenses				35.7
4.	Utility expenses:				10808.1
	- required power	kWt	102.4	85000.0	8701.5
	- consumed power	thous.kWt.h	2.9	719145.0	2085.5
	- water	thous. m3	0.0	0.0	0.0
	- steam (heat)	t(Gcal)	0.0	0.0	0.0
	- fuel gas	thous.m3	1.125	18800.0	21.1
5.	Deductions into repair fund of enterprise total, including:				5724.7
	- materials of routine and medium repairs				784.2
	- transport and storage expenses				235.3
	- FIPA (Fixed industrial and production assets) capital repair expenses				4705.2
II.	Expenses for remuneration				

8411

Continue table 6.2

Nos.	Description of expense items	Units	Unit price, thous.rbl.	Q-ty	Sum, mln.rbl.
	of labour				621.6
III.	Deductions for:				242.4
	- social insurance				33.6
	- pension fund				174.0
	- employment fund				12.4
	- medical expenses insurance				22.4
IV.	Fixed assets depreciation				9410.4
	Total				29356.1
V.	Other expenses				2696.2
	Insurance fund				297.6
	Deductions for scientific and technical development				444.9
	Tax on transport				6.2
	Payment for land				0.0
	- payment for one hectare	thous.rbls			0.0
	- occupied land area	ha			0.0
	Investment fund				5951.2
	Local taxes				
	- on education				6.2
	Current expenses:				
	Total				38758
	Current expenses without depreciation:				
	Total				29348

Estimate of Annual Operating Expenses for Tarasovsky GPP 1st stage.
(prices as of 1993)

Table 6.3

Nos.	Description of expense items	Units	Unit price, thous.rbl.	Q-ty	Sum, mln.rbl.
I.	Material expenses				16259.8
1.	Feed stock (excluding gas for own needs)	mln.m3	1.125	2112.0	2376.0
2.	Auxiliary materials total, including				66.8
	- ethylene glycol	t	100.0	55.4	5.5
	- methanol	t	80.0	67.2	5.4
	- kerosine	t	65.0	93.4	6.1
	- compressor oil KP-8	t	68.0	71.6	4.9
	- industrial oil И-50A	t	64.0	0.4	0.0
	- turbine oil TP-22	t	350.0	0.3	0.1
	- clinoptilolite	t	100.0	21.1	2.1
	- silica gel	t	280.0	0.4	0.1
	- coke nut	t	10.0	0.1	0.0
	- zeolite: NaA	t	400.0	72.0	28.8
	- sodium chloride	t	5.0	173.0	0.9
	- corrosion inhibitor "Neftechim"	t	260.0	21.7	5.6
	- alkali NaOH	t	24.4	0.2	0.0
	- fire-fighting powder PCB-3	t	60.0	0.9	0.1
	- porcelain balls	t	23.0	30.2	0.7
	- compressor oil 19T	t	75.6	0.5	0.0
	- jet fuel,grade T-1	t	40.0	162.0	6.5
3.	Transport expenses				20.0
4.	Utility expenses:				11291.6
	- required power	kWt	102.4	89870.0	9200.0
	- consumed power	thous.kWt.h	2.9	710380.0	2060.1
	- water	thous. m3	0.0	100.0	0.0
	- steam (heat)	t(Gcal)	0.0	0.0	0.0
	- fuel gas	thous.m3	1.125	28047.0	31.6
5.	Deductions into repair fund of enterprise total, including:				2505.3
	- materials of routine and medium repairs				343.2
	- transport and storage expenses				103.0
	- FIPA (Fixed industrial and production assets) capital repair expenses				2059.2

843

Continue table 6.3

Nos.	Description of expense items	Units	Unit price, thous.rbl.	Q-ty	Sum, mln.rbl.
II.	Expenses for remuneration of labour				938.4
III.	Deductions for:				366.0
	- social insurance				50.7
	- pension fund				262.8
	- employment fund				18.8
	- medical expenses insurance				33.8
IV.	Fixed assets depreciation				4118.3
	Total				21682.5
V.	Other expenses				1930.7
	Insurance fund				313.0
	Deductions for scientific and technical development				318.6
	Tax on transport				9.4
	Payment for land				0.0
	- payment for one hectare	thous.rbls.			0.0
	- occupied land area	ha			0.0
	Investment fund				6260.8
	Local taxes				
	- on education				9.4.
	Current expenses:				
	Total				30524
	Current expenses without depreciation:				
	Total				26406

Estimate of Annual Operating Expenses for Tarasovsky GPP 2nd stage.
(prices as of 1993)

Table 6.4

Nos.	Description of expense items	Units	Unit price, thous.rbl.	Q-ty	Sum, mln.rbl.
I.	Material expenses				5929.9
1.	Feed stock (excluding gas for own needs)	mln.m3	1.125	1902.0	2139.8
2.	Auxiliary materials total,				16.6
	including				
	- ethylene glycol	t	100.0	30.0	3.0
	- methanol	t	80.0	67.2	5.4
	- compressor oil КР-8	t	68.0	10.0	0.7
	- industrial oil И-50А	t	64.0	0.4	0.0
	- turbine oil ТР-22	t	350.0	0.3	0.1
	- sodium chloride	t	5.0	173.0	0.9
	- fire-fighting powder РСВ-3	t	60.0	0.9	0.1
	- jet fuel,grade Т-1	t	40.0	162.0	6.5
3.	Transport expenses				0.0
4.	Utility expenses:				555.5
	- required power	kWt	102.4	2270.0	232.4
	- consumed power	thous.kWt.h	2.9	19068.0	55.3
	- water	thous. m3	0.0	100.1	0.0
	- steam (heat)	t(Gcal)	0.0	0.0	0.0
	- fuel gas	thous.m3	1.125	238047.0	267.8
5.	Deductions into repair fund of enterprise total,				3234.6
	including:				
	- materials of routine and medium repairs				443.1
	- transport and storage expenses				132.9
	- FIPA (Fixed industrial and production assets) capital repair expenses				2658.6
II.	Expenses for remuneration of labour				240.0
III.	Deductions for:				93.6
	- social insurance				13.0
	- pension fund				67.2
	- employment fund				4.8
	- medical expenses insurance				8.6
IV.	Fixed assets depreciation				5317.2
	Total				11580.7
V.	Other expenses				944.1

Continue table 6.4

Nos.	Description of expense items	Units	Unit price, thous.rbl.	Q-ty	Sum, mln.rbl.
	Insurance fund				313.0
	Deductions for scientific and technical development				155.8
	Tax on transport				2.4
	Payment for land				0.0
	- payment for one hectare	thous.rbls.			0.0
	- occupied land area	ha			0.0
	Investment fund				6260.8
	Local taxes				
	- on education				2.4
	Current expenses: Total				19259
	Current expenses without depreciation: Total				13942

Estimate of Annual Operating Expenses for Kharampurskaya CS
(prices as of 1993)

Table 6.5

Nos.	Description of expense items	Units	Unit price, thous.rbl.	Q-ty	Sum, mln.rbl.
I.	Material expenses				7591.1
1.	Feed stock (excluding gas for own needs)	mln.m3	1.125	2000.0	2250.0
2.	Auxiliary materials total, including				11.7
	- turbine oil TP-22	t	350.0	10.4	3.6
	- zeolite NaA	t	400.0	19.5	7.8
	- compressor oil MC-20	t	68.0	3.3	0.2
3.	Transport expenses				3.5
4.	Utility expenses:				620.8
	- required power	kWt	102.4	4960.0	507.8
	- consumed power	thous.kWt.h	2.9	38905.0	112.8
	- water	thous. m3	0.0	58.9	0.0
	- steam (heat)	t(Gcal)	0.0	0.0	0.0
	- fuel gas	thous.m3	1.125	169.5	0.2
5.	Deductions into repair fund of enterprise total, including:				4705.2
	- materials of routine and medium repairs				644.6
	- transport and storage expenses				193.4
	- FIPA (Fixed industrial and production assets) capital repair expenses				3867.3
II.	Expenses for remuneration of labour				225.6
III.	Deductions for:				88.0
	- social insurance				12.2
	- pension fund				63.2
	- employment fund				4.5
	- medical expenses insurance				8.1
IV.	Fixed assets depreciation				7734.6
	Total				15639.3
V.	Other expenses				1338.9
	Insurance fund				125.4
	Deductions for scientific and technical development				220.9
	Tax on transport				2.3
	Payment for land				0.0

847

Continue table 6.5

Nos.	Description of expense items	Units	Unit price, thous.rbl.	Q-ty	Sum, mln.rbl.
	- payment for one hectare	thous.rbls.			0.0
	- occupied land area	ha			0.0
	Investment fund				2507.2
	Local taxes				
	- on education				2.3
	Current expenses:				
	Total				19836
	Current expenses without depreciation:				
	Total				12102

Personnel Schedule of Gubkinsky GPP
I and II Stages
(as per project)

Table 6.6

Names of devisions, professions	Category, class	Number of production personnel		
		Total	I Stage	II Stage
1	2	3	4	5
I. Administrative and management personnel				
1. Administration				
Director	Engineers and Technicians (E & T)	I	I	-
Chief engineer (deputy chief of compressor station)	(E & T)	1	1	-
Deputy director on capital construction	(E & T)	1	1	-
Chief of gas processing unit No.1	(E & T)	1	1	-
Chief of gas processiong unit No.2	(E & T)	1	1	1
2. Technical department				
Chief of the department	(E & T)	1	-	1
Chief Engineer	(E & T)	1	1	-
Chief chemical engineer	(E & T)	1	1	-
Engineer	(E & T)	1	-	1
Technician	(E & T)	1	-	1
3. Operation management department				
Chief of the shift - engineer-dispastcher	(E & T)	4	3	1
4. Plant laboratory				
Chief of the laboratory	(E & T)	1	-	1
5. Labour protection and safety measures department				
Chief engineer on labour protection and safety measures	(E & T)	1	1	-
6. Chief mechanical engineer department				
Chief mechanical engineer of maintenance mechanical				

84/1

service	(E & T)	1	1	-
Chief engineer	(E & T)	1	-	1
7. Chief power engineer department				
Chief power engineer of power service (Chief of power service)	(E & T)	1	1	-
8. Technical and economic planning, labour organization and wages department				
Chief of the department-chief engineer	(E & T)	1	-	1
Ghief econoimist	(E & T)	1	1	-
Rate fixer	(E & T)	1	1	-
9. Capital construction department				
Chief of the department	(E & T)	1	1	-
Engineer	(E & T)	1	1	-
10. Accounting and financial department				
Chief accountant	Employee	1	-	1
Accountant	Empl.	1	1	-
Cashier	Empl.	1	1	-
11. Logistics department				
Chief of logistics department	(E & T)	1	-	1
Supplying agent	(E & T)	1	1	-
Commodity expert	(E & T)	1	-	1
Warehouse superintendent	(E & T)	1	1	-
12. Make up and personnel training department				
Personnel official	(E & T)	1	1	-
13. Clerical work and general srervice				
Superintendent of general service	Empl.	1	-	1
Secretary-typewriter	Empl.	1	1	-
Librarian-archives keeper	Empl.	1	-	1
II. Production personnel				
14. Unstripped gas compressor station				

Senior operator	VI	9	5	4
Senior compressor operator	VI	9	5	4
Compressor operator	V	9	4	5
15. Dehydration section				
Operator	VI	4	4	-
Operator	V	4	-	4
Operator	IV	1	-	1
16. Inert gas unit				
Air separation control man	V	4	4	-
Process compressors operator	V	4	4	-
Cylinders filling man	III	1	1	-
17. Reagents facilities				
Person for used oil regeneration	III	2	1	1
18. Air compressor				
Compressor operator	V	4	4	-
19. Laboratory				
Senior lab worker	V	1	1	-
Lab worker	IV	1	1	-
20. Gas processsing unit (low temperature condensation with turboexpander)				
Senior operator	VI	10	-	10
Operator	V	10	-	10
Process pumps operator	IV	8	-	8
21. Refrigeration section				
Senior machine operator	VI	8	-	8
Machine operator	V	10	-	10
Operator	IV	10	-	10
22. Propane generation unit				
Operator	V	5	-	5
23. Utilities service				
23.1. Power section				
Chief of power unit	(E & T)	1	1	-

851

Engineer	(E & T)	1	1	-
Engineer on duty	(E & T)	4	-	4
Senior foreman	(E & T)	1	1	-
Foreman	(E & T)	1	-	1
23.2. Electrical laboratory				
Chief of the lab	(E & T)	1	-	1
Senior engineer	(E & T)	1	1	-
Electrician on duty	V	12	5	7
Electrician of operating area	VI	2	1	1
Electrician of operating area	VI	1	-	1
23.3. Ventilation and air conditioning section				
Chief of the section	(E & T)	1	1	-
Senior engineer	(E & T)	1	1	-
Engineer	(E & T)	1	-	1
Technician	(E & T)	1	-	1
Foreman	(E & T)	1	1	-
Pump units operator	V	14	5	9
Operator	V	13	9	4
Fitter for maintenance works	VI	4	4	-
23.4. Steam power section				
Chief of steam power facilities	(E & T)	1	1	-
Foreman	(E & T)	1	-	1
Machine operator (fireman of boiler house)	III	4	4	-
Instruments control man of chemical water treatment	II	5	-	5
Heat carrier heating unit	V	4	4	-
Fitter for maintenance works	III	1	1	-
24. Instrumentation and automatization service				
Chief of Instrumentation and Automatization	(E & T)	1	1	-
Operating senior engineer	(E & T)	1	-	1
Senior engineer on metrological data provision	(E & T)	1	-	1

Foreman	(E & T)	1	-	1
Senior instrument man	VI	3	1	2
Day time instrument man	V	5	1	4
Day time instrument man	VI	5	-	5
Instrument man on duty	V	4	4	-
25. Communication section				
Chief of communication section	(E & T)	1	-	1
Engineer-radio operator	(E & T)	1	-	1
Senior electrician	(E & T)	1	1	-
Communication line mounter	V	3	-	3
Telephone operator	Empl.	4	-	4
26. Mechanical maintenance workshop				
Shief of mechanical maintenance workshop	(E & T)	1	-	1
Foreman	(E & T)	1	1	-
Lathe hand	V	1	1	-
Milling machine operator	V	1	1	-
Mechanic for process equipment maintenance	III	6	3	3
Mechanic for process equipment maintenance	IV	3	2	1
Mechanic for process equipment maintenance	V	1	1	-
Mechanic for process equipment maintenance	VI	1	1	-
Tool maker	V	1	1	-
Electric welder	V	1	1	-
Gas welder	V	1	1	-
Blacksmith	IV	1	-	1
Carpenter	IV	1	-	1
Painter-plastere				
Man,providing heat insulation of furnaces	IV	1	-	1
27. Department for electrical equipment repair				
Foreman	(E & T)	2	1	1
Mechanic for electrical equipment repair	III	5	1	4
Mechanic for electrical equipment repair	IV	7	2	5

Mechanic for electrical equipment repair	IV	4	1	3
Mechanic for electrical equipment repair	VI	2	1	1
28. Instruments workshops				
Foreman	(E & T)	1	-	1
Mechanic for instruments repair	IV	8	2	6
Mechanic for instruments repair	V	4	1	3
Mechanic for instruments repair	VI	2	-	2
29. Emergency-restoration service of linear pipes				
Foreman of emergency-restoration service	(E & T)	1	1	-
Driver	II class	1	1	-
30. Garage				
Superintender of garage	(E & T)	1	-	1
Mechanic	(E & T)	1	1	-
Driver	I class	4	4	-
Driver	II class	5	3	2
Mechanic of automobiles	IV	3	1	2
Man for charging of accumulators	IV	1	1	-
Tank truck driver	II	1	-	1
31. Technical supervision				
Senior engineer	(E & T)	1	-	1
Engineer	(E & T)	1	1	-
Flaw detection lab worker	V	1	-	1
Lab metal scientist	IV	1	-	1
32. Maintenance service				
Compressor mechanic	(E & T)	1	1	-
Process unit mechanic	(E & T)	1	-	1
III.				
33. Safeguard		4	4	-
IV.				
34. Junior service personnel		1	1	-
V.				

35. Gas rescueing service				
Chief of gas rescueing service	(E & T)	1	1	-
Driver-gas rescuers	worker	4	4	-
Senior gas rescuer	worker	4	4	-
Total		352	155	197

Personnel Schedule of Tarasovsky GPP
I and II Stage
(as per the project)

Table 6.7

Name of Subdivisions, professions	Category, class	Number of Production Personnel		
		Total	I Stage	II Stage
1	2	3	4	5
I. Administrative and management personnel				
1. Plant administration				
Director	Engineers and Technicians (E & T)	1	1	-
Chief engineer	(E & T)	1	1	-
Deputy director on capital construction	(E & T)	1	1	-
Deputy director on general matters	(E & T)	1	1	-
2. Production and process service				
Chief process engineer-deputy chief engineer	(E & T)	1	1	-
2.1. Technical department				
Chief of the department	(E & T)	1	1	-
Senior engineer-deputy chief of the department	(E & T)	1	1	-
Process engineer	(E & T)	1	1	-
Engineer	(E & T)	1	1	-
Technician	(E & T)	1	1	-
Chief of gas processing plant	(E & T)	2	1	1
3. Operating management				
Chief of the shift (shift engineer - plant dispatcher)	(E & T)	5	5	-

866

4. Plant chemical laboratory				
Chief of the lab	(E & T)	1	1	-
5. Labour protection and safety regulations				
Deputy chief engineer on labour protection and safety regulations	(E & T)	1	1	-
6. Mechanical repair service				
Chief mechanic	(E & T)	1	1	-
7. Power service management				
Ghief power engineer	(E & T)	1	1	-
8. Management of the services of process automatic control system and of instrumentation and automation				
Deputy chief engineer on automation	(E & T)	1	1	-
9. Technical and economical planning, labour and control organization				
Chief of the department	(E & T)	1	1	-
Chief economist	(E & T)	1	1	-
Chief engineer on labour organization and work rating	(E & T)	1	1	-
10. Capital construction department				
Chief of the department	(E & T)	1	1	-
Deputy chief of the department	(E & T)	1	1	-
Senior engineer	(E & T)	1	1	-
Engineer	(E & T)	2	2	-
Technician	(E & Tt)	1	1	-
Estimator	(E & T)	1	1	-
Inspector on quality and acceptance of construction and installation works	-	2	2	-
11. Accounting and financing department				
Chief accountant	Employee	1	1	-
Senior accountant	Empl.	1	1	-
Accountant	Empl.	2	2	-

856

Auditor	Empl.	1	1	-
Cashier	Empl.	1	1	-
12. Logistics department				
Chief of the department	(E & T)	1	1	-
Engineer on making up of complete set of equipment	(E & T)	1	1	-
Economist	Empl.	1	1	-
Agent on supply	Empl.	1	1	-
Commodities expert	Empl.	1	1	-
Warehouse superintendent	Empl.	1	1	-
13. Gas rescueing service				
Chief of gas rescueing service	(E & T)	1	1	-
14. Personnel make up and training department				
Senior inspector	(E & T)	1	1	-
15. Clerical work and general service department				
Chief of general service	Empl.	1	1	-
Secretary-typewriter	Empl.	1	1	-
Librarian-achives keeper	Empl.	1	1	-
16. Legal consultation				
Legal adviser	Official	1	1	-
II. Plant personnel				
1.				
1.1 Unstripped gas compressor building with outside equipment and dehydration section				
Compressor operator	V	8	4	4
Compressor operator	IV	10	5	5
Operator	V	8	4	4
Operator	IV	20	10	10
1.2. Cooling and booster compressor building				
Compressor operator	V	8	4	4
Compressor operator	IV	10	5	5
1.3. Gas processing unit Outside equipment				

857

Operator	VI	8	4	4
Operator	V	10	5	5
Process pumps operator	IV	10	5	5
Process unit operator	IV	10	5	5
1.4. High frequency propane generation unit				
Operator	IV	5	5	-
1.5. Chemicals storage				
Man for waste oil regeneration	III	1	1	-
1.6. Nitrogen -oxygen station				
Instruments control man for air separation	V	4	4	-
Machine operator	V	4	4	-
Man for filling of cylinders	III	4	4	-
1.7. Automobile propane storage and automobiles fueling station				
Operator	IV	4	4	-
Man for propane pouring	IV	2	2	-
Man for propane pouring	III	2	2	-
Machine operator	IV	2	2	-
Total number of process personnel		131	79	52
2. Plant lab				
Senior chemical engineer	(E & T)	1	1	-
Chemical analyses lab man	V	2	2	-
Chemical analyses lab man	IV	4	4	-
Chemical analyses lab man	III	4	4	-
3. Instrumentation service				
Chief of the service	(E & T)	1	1	-
Senior metrological engineer	(E & T)	1	1	-
Engineer on operation	(E & T)	1	1	-
Instruments operator on duty	V	10	5	5
Daytime instruments operator	V	6	3	3
Daytime instruments operator	IV	6	3	3

Mechanic	(E & T)	1	1	-
Foreman	(E & T)	5	5	-
Senior instruments operator	VI	4	4	-
Specialist for instruments maintenance	V	5	5	-
Specialist for instruments maintenance	IV	5	5	-
4. Service of process automatic control system				
Chief of the service	(E & T)	1	1	-
Chief of control computing center of complete process line	(E & T)	1	1	-
Electronics engineer on duty	(E & T)	5	5	-
Electrical engineer	(E & T)	1	1	-
Senior mathematician	(E & T)	1	1	-
Senior programming engineer	(E & T)	1	1	-
Instrumentation adjuster	VI	5	5	-
Instrumentation mechanic	V	5	5	-
5. Utilities service				
5.1. Steam boiler house	(E & T)	1	1	-
Chief of boiler house	(E & T)	1	1	-
Senior machine operator	V	4	4	-
Machine operator	IV	5	5	-
Instrument control man of chemical water treatment	III	4	4	-
Repairman	IV	4	4	-
Instruments mechanic	V	2	2	-
5.2. Power section				
Senior power engineer	(E & T)	1	1	-
Technician	(E & T)	1	1	-
Chief of power workshop	(E & T)	1	1	-
Deputy of power workshop	(E & T)	1	1	-
Senior engineer	(E & T)	2	2	-
Engineer	(E & T)	3	3	-

869

Senior foreman	(E & T)	1	1	-
Foreman	(E & T)	4	4	-
Electrical equipment repairman	V	16	8	8
Electrical lab				
Chief of the lab	(E & T)	1	1	-
5.3. Water supply and sewarage section				
Machine operator of pump units	IV	4	4	-
Repairman	II	2	2	-
Purification facilities operator	III	4	4	-
Instruments control man of chemical water treatment	II	4	4	-
6. Communication section				
Chief of the section	(E & T)	1	1	-
Communication technician/ electrical mechanic	(E & T)	1	1	-
Communication line mounter	V	1	1	-
Communication line mounter (man for accumulator batteries charging)	VI	1	1	-
Cable fitter	VI	1	1	-
Telephone operator	Empl.	4	4	-
Wire communication				
Engineer-radio operator	(E & T)	1	1	-
Senior electrical mechanic	(E & T)	1	1	-
Specialist on antenna and antenna type towers installation	VI	1	1	-
Power line mounter	V	3	3	-
Perimetral alarm guard				
Engineer	(E & T)	1	1	-
Technician on duty	(E & T)	5	5	-
7. Repair workshop				
7.1. Chief mechanic department				
Senior engineer	(E & T)	1	1	-
Engineer	(E & T)	1	1	-
Technician	(E & T)	1	1	-

7.2. Repair workshop

Mechanic on gas processing unit	(E & T)	1	1	-
Technician	(E & T)	1	1	-
Lathe hand	V	1	1	-
Milling machine operator	V	1	1	-
Process equipment repairman	III	16	8	8
Process equipment repairman	IV	12	6	6
Process equipment repairman	V	4	2	2
Process equipment repairman	VI	2	2	-
Tools maker	V	1	1	-
Gas -electric welder	V	2	2	-
Carpenter	III	1	1	-
Carpenter	IV	1	1	-
Painter-plasterer	IV	2	2	-
Specialist for furnace insulation	IV	1	1	-
Chief of repair workshop	(E & T)	1	1	-
Mechanic of repair workshop	(E & T)	1	1	-
Foreman of repair workshop	(E & T)	2	2	-

8. Electric workshop

Lathe hand	IV	1	1	-
Electrical equipment repairman	III	12	6	6
Electrical equipment repairman	IV	4	4	-
Electrical equipment repairman	V	2	2	-
Electrical equipment repairman	VI	1	1	-
Foreman	(E & T)	1	1	-

9. Garage

Bus driver	1 class	5	5	-
Bus driver	2 cl.	5	5	-
Automobile repairman	IV	3	3	-
Man for accumulator				

161

batteries charging	IV	1	1	-
Tank truck driver	2 cl.	2	2	-
Garage mechanic	(E & T)	1	1	-
Garage superintendent	(E & T)	1	1	-
10. Equipment base				
Crane operator	IV	1	1	-
Crane operator	V	1	1	-
Lift truck driver	IV	1	1	-
Slinger	III	3	3	-
Transport worker	II	2	2	-
Warehouse man	Empl.	2	2	-
Handling foreman	(E & T)	1	1	-
11. Material warehouse				
Warehouse man	Empl.	1	1	-
Warehouse of packaged catalysts				
Warehouse man	Empl.	1	1	-
12. Technical supervision				
Flaw detection lab man	V	1	1	-
Lab man- metal expert	IV	1	1	-
Engineer	(E & T)	1	1	-
Senior engineer	(E & T)	1	1	-
13. Gas rescueing service		14	14	-
14. Junior service personnel	Junior service personnel	6	6	-
15. Military guard	Empl.	22	15	7
Total:		491	391	100

6.3.Summary table of technical and economical indices.

No.	Name of facilities	Capacity, mln.m3/yr, length-km, diam.-mm.	Cost of construction in prices 1991 mln.rbl.	1991 mln.$	08.1993 mln.rbl.	08.1993 mln.$	Operating expenses in prices of 08.1993 mln.rbl.	Number of maintenance personnel, persons
I. Site facilities								
1.	Gubkinsky GPP,total:	4280	64	143.18	19840	143.18	63668	611
	including:							
	I+II stage	2140	20*)	0.18	6000	0.18	24910	352
	III+IV stage	2140	64	143	13840	143	38758	259
2.	Tarasovsky GPP,total:	4280	303	80.3	76959	80.3	49783	491
	including:							
	I stage	2140	241	7.3	61339	7.3	30524	391
	II stage	2140	62	73	15620	73	19259	100
3.	Charampurskaya CS	2000	44.8	120	8910	120	19836	94
4.	Muravlenkovskaya pump station,pumping throughput,ths.t/y.	2380	0.8*)	-	240*)	-	415	12
II.Linear facilities								
1.	Gas pipeline Charampurkaya CS - Tarasovsky GPP	L=120 D=273	15.5	-	4650	-	465	18
2.	Product pipeline Tarasovsky GPP-Gubkinsky GPP	L= 62 D=462	96	-	28800	-	2880	12
3.	Gas pipeline Tarasovsky GPP-tie-in to gas pipeline Urengoy-Surgut-Chelyabinsk	L= 40 D=720	34.0	-	10200	-	1020	9

Note*)-balance of unused capital investments.

6.4.Prices

Up till January,1992 the state controlled wholesale and retail prices practically for all goods as well as transport tariffs. Prices were revised once per several years. Thus, the same prices for oil gas and the products of its processing have been valid since 1982 till 1991. The last price revision took place in January, 1991 and these prices were in force up till December, 1991. The so called principle of expenses formed the basis for price formation, according to which the price should have covered production losses of the plant and make certain profit. Determination of profitability level for the branches of industry has been centralized.

Within the individual branches of industry levelling of the plants profitability level was provided by introduction of differential (mostly often regional) prices.

Since 1992 economical reform has been started, in the cause of which almost all prices and tariffs became free from any kind of state control, with the exception of quite a short list of goods and services: oil, gas, coal, railway tariffs and some goods. Level of controlled prices and the list itself has been later more than once revised. Thus, oil has been taken out of this list since September, 1992. Since August, 1993 coal has been deleted. But oil gas, LPG, stripped gas and liquefied gas for household use still remain in this constantly decreasing list.

In this way, the state controls prices practically for the whole feed stock of gas processing plants and substantial part of their products. Individual cuts and hydrocarbon mixtures for industrial use, including chemical industry, are sold at free prices. The desire to include gradually the low profitable, but important from ecological point of view branch of industry into market relations, was the main reason by which the government was guided while maintaining the high degree of state control of gas processing.

Besides, price control makes it possible to compensate to a certain degree lack of competition at the market of associated gas and LPG. The matter is, that now GPP have no possibility to choose associated gas supplier, and LPG consumers deal with producer-monopolist represented by PO "Sibneftegaspererabotka".

Price revision for feed stock and GPP products is done periodically with regard to total increase of price level. Since the beginning of economical reform, the prices have been revised five times: in January, May and September of 1992 and in January and July of 1993. Index of price increase for the products of gas processing plant is approximately equal to average index of price increase for the main fuels.

Table 6.8 outlines price levels for oil gas, GPP products as well as for oil and natural gas.

In all cases, when the table doesn't indicate the Seller or the Buyer, it is Free on Railway Station price that is meant. Transportation expenses make up 3-7% in oil price. The cost for railway transportation of 1 t. of liquefied gas or LPG from Tyumen Region to Near Volga Region is equal to 23000 rbl.

It is very difficult to give long-term forecast due to several circumstances. First of all it is high degree of inflation, which has actually increased the forecasts of government experts by several times. Secondly, one year and a half, which have passed since the beginning of radical economical reforms, have been not sufficient for fundumental change of price structure, for bringing it closer to the structure of prices in the world market. If we compare dynamics of oil and liquefied gas prices within Russia with those at the world market, we shall see that they have tendency to diverge other than to converge: the relation of liquefied gas price to oil price is constantly increasing. As a rule, price for oil at the world market is higher than the price for light hydrocarbons. The third circumstance is related to the fact that the state still controls prices for feed stock and substantial amount of gas processing plants' products, keeping for them the principle of expenses in price formation. That is why, we don't give quantitative assessment, but just provide qualitative considerarions.

It is most likely that price control will remain both for oil gas and the products of its processing due to the fact that during this period there are no grounds for establishment of really free,

nonmonopolized market of above mentioned goods. Within this period dynamics of prices for the products of GPP will be close to dynamics of tariffs for electric power and prices for oil gas, which make up to 80% of the plant expenses, and current correletion between the prices for oil, natural gas stripped gas and liquefied gas will remain in general the same.

Levels of prices for raw material and GPP products

Table 6.8

No. Name of the product	Average price,rbl/t, rbl/1000m3				
	1982-1990	1991	1992 august	1993 july	1993 august
1. Associated gas for Sibiria GPP	5	5	375	1125	1125
2. Stripped gas sold by plants to gas transportation enterprises	11	35	875	3063	6738
3. Natural gas sold by gas distributing enterprises to all users,except for population	20	45	1100-1600	4000	7900
4. Liquefied gas for household use and city	39	90	3150	8800	22000
5. LPG	33	66	1980	9900	19800
6. Ethane	56	105	4220		
7. Propane fraction	45	88	5026	52360	92400
8. Normal butane fraction	53	81	6350	62950	97800
9. Isobutane fraction	120	5441	51000	82000	
10. Oil, purchased by refineries, with transportation expenses	30	70	2000	23000	30000

6.5 Criteria of Economic Effectiveness Evaluation

Depending on problem under solution the institute uses various economic effectiveness criteria. Below the most important from them are outlined along with the comments of how to calculate and to apply them.

1. Integral expenses for T-years (ПЗт). They are also called integral reduced expenses in domestic economic books. They are calculated by the following formula (1):

$$ПЗт=\sum_{t=1}^{T}(K_t+C_t)\cdot\alpha_t \qquad (1)$$

where Kt - capital investments in t-year;
Ct - running expenses, including operating expenses & raw material cost in t-year;
t - year, to which the expenses are reduced;
T - number of years, during which the calculations are made;
α_t - discount rate for expenses and results.
It is calculated by the following formula (2):

$$\alpha_t=\frac{1}{(1+E)^{t-1}} \qquad (2)$$

where E - reduced time rate.

Integral expenses are used to compare different alternatives. This value is suitable only in the case, when alternatives are approximately the same as for product volume.

2. Integral economic effect for T-years (Эт).
It is calculated by formula (3):

$$Э_t=\sum_{t=1}^{T}(Прпt-K_t+A_t)\cdot\alpha_t \qquad (3)$$

where Прпt - trading profit in t-year;
Kt - capital investments in t-year;
At - depreciation charges for renewal in t-year.

This value is more versatile, as it accounts on quantity, range and quality of products both for the whole period and by individual years. The specific feature of this value is that total profit before its distribution with mandatory payments and taxes is taken into account. It means that this criteria shows the economic national effectiveness to some extent.

Both in formula (1) and in formula (3) standard economic effectiveness coefficients have been used ealier as coef ficients for different time expenses reduction (E).

When comparing alternatives using formula (1), one and the same economic effectiveness coefficient has been applied for all industries, that is 0.15, while a differential one has been used, when determining absolute effectiveness by formula (3). For oil and gas processing industry it was specified as 0.06-0.08. The value of this coefficient was not directly connected with loan capital discount rate. It has another economic meaning, which we are not going to discuss here. But when the economic base of the country has been changed the standard effectiveness coefficient was connected, in most cases, with discount rate for bank credit. Under conditions of high inflation rate the question of concrete coefficient value is still open, applying to national currency anyway.

3.Capital investments payback period.

It is calculated by formula (3): it means the year, when the accumulated discounted total profit (including depreciation charges) will be equal to total discounted capital investments.

4.Profitability of product (Рп): it is the ratio between trading profit and production cost.

5.Production profitability (Рф): it is the ratio between trading profit and fixed assets (or production capital investments).

Because in accordance with legislation long-term credit interests can not be included into product cost, in p.4 & in p.5 we mean the whole profit obtained, as payment on credits is not deducted from profit.

When capital investments are made during the years, proceding production start-up, while profit values are practically unchangeable by years of Joint Venture (JV) activity, annual profitability is calculated by formulae:

$$Рпt = \frac{Прпt}{C_t} \qquad (4)$$

$$Рфt = \frac{Прпt}{ОФ} \qquad (5)$$

where ОФ - cost of fixed assets.

In case capital costs are made not only during the years, proceding JV activity start-up, its profit changes considerably by years, average annual cost payability can be calculated by formulae:

$$\overline{Рп} = \frac{\sum_{t=1}^{T} Прпt}{\sum_{t=1}^{T} C_t} \qquad (6)$$

167

$$\overline{Рф} = \frac{\sum_{t=1}^{T} Прпt}{ОФ \cdot T} \qquad (7)$$

For the case of construction of gathering and processing facilities for gas and gas condensate formulae (6) & (7) are usually applied, because the volumes of resources and their quality are subjected as a rule to considerable changes during time period, so that assessments made only for one indivi dual year could not reflect actual effectiveness value.

Wide application of estimated profit value obtained from product selling instead of net profit value (profit minus taxes, payment on credits, long-term credit interests and other payments) as the initial base for economic effecti veness determination is explained by the fact, that fuel industry refers to a great extent to state controlled field, financed from the budget.

When making design for joint ventures construction as well as for projects, which are financed partially due to JV operation and due to credits, the effectiveness indexes given below are of more frequent use nowadays.

6. Average annual profitability of capital investments when establishing the above mentioned JV ($\overline{Рсп}$):

$$\overline{Рсп} = \frac{\sum_{t=1}^{T} (Пчt + A_t)}{K \cdot T} \qquad (8)$$

where: Пчt - JV net profit in t-year;
At - depreciation charges in t-year;
K - capital costs for JV establishment for all financing sources.
To estimate net trading profit the following is deducted: interest on credit, state budget taxes.
To estimate taxable profit the following values are deducted from trading profit: main debt service payments, for credits, deductions into science development fund, into reserve fund, profit intended for investments, taxes for available housing and welfare facilities.
It is necessary to point out, that in accordance with UNIDO method when calculating taxable sum, only interest on credit are deducted but not the main debt service payments.

7.Integral effect of JV (Эсп).
It is calculated by formula (9):

$$Эсп=\sum_{t=1}^{T}(Пч+A_t-K_t)\cdot\alpha_t+L_T\cdot\alpha_T \qquad (9)$$

where: Lт - salvage costs, which include buildings, constructions, equipment, etc. cost, taking into account wearing during the effective period of agreement on JV.

Integral effect of Joint Venture (Эсп) by formula (9) differs from integral effect (Эст) by formula (3). The difference is that in the first case net profit value is used while in formula (3) the entire trading profit is used. The fact, that in formula (3) salvage cost (Lт) is not included, is not important in accordance with Russian practice.

8. Integral national economy effect due to JV establishment in the territory of Russia (Эн/хсп). It is calculated by the formula (10):

$$Э_{н/хсп}=\sum_{t=1}^{T}(Э_{цt}+П_{рt}-V_t-W_t+Б_t-Кр_t)\cdot\alpha_t+(L_T+A'-Ф_3'-Ф_a')\cdot\gamma\cdot\alpha_T \qquad (10)$$

where:Эцт - Russia revenues obtained from JV activity sent to state budget in t-years;

Прt - profit for Russian participant of JV in t-year after taxes, land rent, payment for water, mineral and natural resources are deducted;

Vt - credits of Russian State Bank and Russian Bank of Foreign Economy (VNESHECONOMBANK) granted to JV in t-year;

Wt - interest payment to JV on its means deposited on bank фссщгте of Russia in t-year;

Бt - income to Russian State Bank and to Russian Bank of Foreign Economy from JV, payed on account of credit reinbursement, including interests in t-year;

Крt - Russian participants equity in authorized fund of JV in t-year;

A', Ф'з, Ф'а - part of depreciation charges, reserve fund for production, science and technology development, which was not spent by T-year;

α_t; α_T - reduced time factors

γ - Russian participant equity into authorized fund of Joint Venture

In its turn, Russia's income from JV activity, centralized in state budget in t-year (Эцt) are calculated by the formula (11):

$$Э_{ц\,t}=Пнt\cdot B+Пивt\cdot q+З_{c\,t}\cdot r+Д_t+Знt\cdot S \qquad (11)$$

where: Пнt - JV profit of t-year, presented for taxation

B - tax rate for JV profit

Пивt - share of JV foreign participants profits, transfered in foreign currency abroad in t-year

q - tax rate for profit transfer abroad

r - income tax rate for Russian employees salary

S - income tax rate for foreign employees salary

Зсt - JV expenses for Russian employees salary in t-year

Знt - JV expenses for foreign employees salary in t-year

Дt - Budget receipts of payment for the use of land, water, mineral and natural resources of Russia in t-year

169

It should be noted that due to structural changes in Russian economy, the most considerable share of credits may be received beyond the state banks - joint stock, private mixed banks etc. Therefore, incomes from granting of credits should be probably also referred to the effect of JV setting up in case of credit receipt from these banks. However, to the best of our knowledge, this provision is not recorded in any official document. This equally refers to the funds holding in banking accounts.

It should be meant that the value of integral economic effect (formula 9) and that of integral national economy effect (formula 10) from JV setting up is greatly influenced by the fact what settlement rouble rate against foreign exchange will be accepted. Official dollar rate equivalence, installed for auction, its use for calculations of effectivenessis severely criticized.

In any case this problem is required to be seriously discussed with JV participants before the beginning of calculating.

With this is also connected the problem on the portion of products, which will be exported for credit debt servicing.

Concerning oil and gas processing complex, it requires agreement with government structures.

9. Integral self-supporting effect of JV Russian participant (Эр), is determined by the formula (12)

$$Э_p=\sum_{t=1}^{T}(\Pi_{pt}-K_p)\cdot\alpha_t+(L_t+A'+\Phi_3'+\Phi_a')\cdot\gamma\cdot\alpha_T \qquad (12)$$

10. Average annual profitability of Russian participant ($\overline{P_p}$)

expenses is calculated by the formula (13)

$$\overline{P_p}=\frac{\sum_{t=1}^{T}\Pi_{pt}}{K_p\cdot T} \qquad (13)$$

where:

Kp - Russian participant contribution into JV authorized fund.

In formulae (12) and (13) the rest symbols are as the previous ones.

11. Integral effect of foreign participant expenses for JV setting up and development (Эи) is determined by the formula (14)

where:

87

$$Э_и=\sum_{t=1}^{T}(П_{чит}-K_{ит})\cdot\alpha_t+(L_t+A'+\Phi_3'+\Phi_a')\cdot(1-\gamma)\cdot\alpha_T \qquad (14)$$

Кит - foreign participant capital investment in JV setting up and development in t-year.

Пчит - foreign participant net profit in t-year, which represents difference between JV value of returns, transferred to foreign participant and amount of a tax, paid during transfer of profits abroad.

12. Average annual profitability of foreign participant expenses for JV setting up ($\overline{P_и}$) is calculated by the formula (15):

$$\overline{P_и}=\frac{\sum_{t=1}^{T} Пчит}{K_и \cdot T} \qquad (15)$$

Where:

Ки - foreign participant contribution into JV authorized fund.

13. Payback time of JV Russian (foreign) participant capital investment is determined by means of successive deduction of annual values of profit, transferred to Russian (foreign) participant, from contribution sum of JV Russian (foreign) participant until zero balance is recieved.

The number of years, for which Russian (foreign) participant contribution sum is fully compensated with this profit, is the payback time.

14. Internal Return Ratio-IRR (Ев).

This index (IRR) may be used to evaluate economic effectiveness of JV setting up both for JV as a whole and for its participants equity separately.

It is taken from international practice, and its meaning, in particular, corresponds to the one accepted by UNIDO commission in UNESCO.

It characterizes the intensity of expended assets return at definite period of time after their investment due to different effects.

Ев is connected with integral effect indexes, calculated by the formulae (9, 12, and 14).

This connection lies in the fact that positive values of integral effect correspond to IRR, which exceeds reduced time rate (E) which is used during determination of (α_T) factor in formula (2) and is practically used as discount rate of expenses and results.

In domestic economic terminology the E index is called standard coefficient of economic effectiveness, connecting it with payback time of capital investments (standard coefficient of economic effectiveness is the value which is reverse to standard payback time of capital investments). See also explanations to formula (3).

871

ADDENDUM TO BOOK 1

(RUSSIAN VERSION)

872

ДОПОЛНЕНИЕ К КНИГЕ 1
"РЕСУРСЫ ГАЗА ДО 2010г."

873

СОДЕРЖАНИЕ

1.3. Предложения по распределению ресурсов газа на период до 2010г. . . 3

1.4. Предложения по дозагрузке мощностей ГПЗ и КС газом газовых шапок и газовых пластов нефтегазовых месторождений. 20

1.5. Определение состава сырья, поступающего на объекты использования нефтяного газа 21

3. НОВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО 23

4. ТОВАРНАЯ ПРОДУКЦИЯ С ГПЗ ПУРОВСКОГО РАЙОНА 26

874

1.3. Предложения по распределению ресурсов газа на период до 2010г.

Ресурсы газа по ПО "Пурнефтегаз" на период 1993-1998гг рассчитаны по данным института "СибНИИНП", на 1999, 2000, 2005, 2010 годы по данным объединения и по годам составят:

млн.м3

1993г	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
4277	4576	5648	7325	8882	9309	10265	9986	8970	6862

Основными потребителями нефтяного газа в Пуровском районе являются нефтегазодобывающие управления, использующие газ в сыром виде на собственные нужды промыслов и газоперерабатывающие заводы (существующий Губкинский и проектируемый Тарасовский).

Перечень основных потребителей газа для собственных нужд в ПО "Пурнефтегаз" приведен в таблице 1.3.1.

Баланс добычи и распределения газа по потребителям составлен с учетом загрузки и пропускной способности действующих в настоящее время объектов сбора, транспорта и переработки нефтяного газа, а также с учетом планируемых сроков ввода в эксплуатацию новых мощностей в этом регионе (таблица 1.3.1).

Расчетные объемы использования ресурсов нефтяного газа месторождений ПО "Пурнефтегаз" будут следующими:

млн.м3

1993г	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
2764	3026	3775	6775	8242	8905	9825	9553	8584	6582

После исключения из общего объема газа, идущего на технологические потери при сборе и транспорте газа до потребителей, объемы которого составят:

млн.м3

1993г	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
28	32	33	193	321	381	354	357	255	162

и объемов газа, используемых на собственные нужды нефтегазодобывающих предприятий в количестве:

млн.м3

1993г	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
232	263	327	370	443	483	626	603	542	415

определены возможные объемы подачи газа на газоперерабатывающие заводы и компрессорные станции.

В целом подача газа в переработку на газоперерабатывающие заводы составит:

млн.м3

1993г	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
2504	2731	3415	6212	7518	8041	8845	8593	7787	6005

в том числе:

- на Губкинский ГПЗ, вместе с газом Комсомольского м-я:

1993г	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
2504	2731	3415	4392	5378	4468	5011	4781	5517	4702

- на Тарасовский ГПЗ

1993г	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
-	-	-	1820	2140	3573	3834	3812	2270	1303

875

- на Харампурскую КС:

1993г	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
-	-	-	1945	2217	2380	2309	2096	1108	587

Баланс распределения ресурсов нефтяного газа месторождений ПО "Пурнефтегаз" выполнен с учетом сложившейся инфраструктуры и регионального расположения месторождений.

По этим признакам все месторождения ПО "Пурнефтегаз" можно разделить на следующие группы:

1. Барсуковская группа

к ней относятся следующие месторождения:
Барсуковское
Ново-Пурпейское
Верхне-Пурпейское
Зап.Пурпейское
Южно-Танловское
Меретояхинское

2. Губкинская группа

к ней относятся следующие месторождения:
Комсомольское
Губкинское
Сев.Губкинское
Сев.Комсомольское
Вьюжное
Известинское
Присклоновое

3. Тарасовская группа

к ней относятся следующие месторождения:
Тарасовское
Усть-Харампурское
Сев.Тарасовское
Вост.Тарасовское
Сев.Айваседопуровское
Зап.Таркосалинское
Зап.Харампурское
Тапское

4. Харампурская группа

к этой группе относятся следующие месторождения:
Харампурское
Южно-Харампурское
Фестивальное
Южно-Харампурское
Средне-Харампурское
Текто-Харампурское
Холмистое
Равнинное
Акайтамское

5. Часельская группа и Восточно-Таркосалинская

к этим группам относятся следующие месторождения:
Кынское
Вост-Таркосалинское

876

Усть-Часельское
Верхне-Часельское
Ново-Часельское
Юмантыльское
Чатылькинское

6. К отдельно стоящим месторождениям относится:
Яро-Яхинское

Это месторождение из-за своей удаленности от существующих систем сбора и переработки газа, небольших объемов ресурсов газа не может быть подключено к этим системам, поэтому к вопросам использования ресурсов нефтяного газа этого месторождения необходим специальный подход как к малому, удаленному.

Месторождения Барсуковской и Губкинской групп тяготеют к зоне газосбора Губкинского ГПЗ.

Месторождения Тарасовской, Харампурской, Часельской и Восточно-Таркосалинской групп относятся к зоне газосбора Тарасовского ГПЗ.

От Тарасовского месторождения до Губкинского ГПЗ в настоящее время построен и находится в эксплуатации газопровод Ду 1020 мм L= 64 км. По этому газопроводу нефтяной газ первой ступени сепарации Тарасовского месторождения транспортируется на Губкинский ГПЗ.

В перспективе, после ввода в эксплуатацию Тарасовского ГПЗ, этот газопровод будет использоваться как резервный для подачи избытков газа из Губкинского района (с Губкинского месторождения) на Тарасовский ГПЗ и при необходимости обратно.

Для достижения гибкости в использовании ресурсов нефтяного газа Барсуковской группы месторождений и сбрасывания пиковых нагрузок с Губкинского ГПЗ на ЦПС Барсуковского месторождения была запроектирована Барсуковская КС и построен газопровод от этой КС до Муравленковского ГПЗ длиной 115 км и Ду = 530 мм.

В настоящее время строительство Барсуковской КС прекращено.

Разработанная схема использования ресурсов нефтяного газа месторождений ПО "Пурнефтегаз" учитывала неустойчивость и сложности в прогнозировании объемов отбора газа при добыче нефти и позволяла без создания дополнительных мощностей регулировать сброс пиковых нагрузок по объектам переработки газа этого региона.

Представленный в таблице 1.3.1 баланс добычи и распределения ресурсов нефтяного газа месторождений ПО "Пурнефтегаз" выполнен по данным института "СибНИИНП" под объемы добычи нефти 180 млн.т в 1995 году. Этот вариант можно считать минимальным. За пределами 1998 года ресурсы нефтяного газа месторождений Пуровского района приняты по данным ПО "Пурнефтегаз".

877

Таблица 1.3.1

Баланс добычи и распределения газа по ПО "Пурнефтегаз"

млн.м3

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
1. Ресурсы газа, млн.м3	4277	4576	5648	7325	8882	9309	10265.3	9986.5	8970.3	6861.8
в т.ч.: 1 ступень	4076.5	4365.1	5428.6	7072.8	8581.4	8984	9927.6	9640.9	8663.1	6614.1
2 ступень	33.8	36.5	37.9	42.8	49.7	54.8	51.2	53.5	52.3	39.7
концевые	166.7	174.4	181.5	209.4	250.9	270.2	286.5	292.1	254.9	208
2. Добыча газа, млн.м3	2764	3026	3775	6775	8282	8905	9825	9553	8584	6582
в т.ч.: 1 ступень	2764	2905.5	3665.1	6572.7	8035.2	8636.6	9538.5	9261	8331.1	6375.1
концевые	-	120.5	109.9	202.3	246.8	268.4	286.5	292	252.9	206.9
2.1.Подача газа на с/н промыслов	232	263	327	370	443	483	626	603	542	415
в т.ч.: 1 ступень	232	263	327	370	443	483	626	603	542	415
2.2.Техпотери при сборе и транспорте	28	32	33	68	90	94	115	114	101	77
в т.ч.: 1 ступень	28	32	33	68	90	94	115	114	101	77
2.3.Подача газа на переработку	2504	2731	3415	6337	7749	8328	9084	8836	7941	6090
в т.ч.: 1 ступень	2504	2610.5	3305.1	6134.7	7502.2	8059.6	8797.5	8544	7688.1	5883.1
концевые	-	120.5	109.9	202.3	246.8	268.4	286.5	292	252.9	206.9
- техпотери и с/н КС	-	-	-	125	231	287	239	243	154	85
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	125	231	287	239	243	154	85
- подача газа на ГПЗ	2504	2731	3415	6212	7518	8041	8845	8593	7787	6005
в т.ч.: 1 ступень	2504	2610.5	3305.1	6009.7	7271.2	7772.6	8558.5	8301	7534.1	5798.1
концевые	-	120.5	109.9	202.3	246.8	268.4	286.5	292	252.9	206.9
Губкинский	2504	2731	3415	4392	5378	4468	5011	4781	5517	4702
в т.ч.: 1 ступень	2504	2610.5	3305.1	4246.7	5203.4	4359.5	4923.2	4692.2	5417.1	4590.2
концевые	-	120.5	109.9	145.3	174.6	108.5	87.8	84.8	99.9	111.8
Тарасовский	-	-	-	1820	2140	3573	3834	3812	2270	1303
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1763	2067.8	3413.1	3635.3	3604.8	2117	1207.9
концевые	-	-	-	57	72.2	159.9	198.7	207.2	153	95.1
3.Уровень использования,%	64.6	66	67	92	93	96	95	95	95	96

Продолжение табл.1.3.1

Баланс добычи и распределения газа по Губкинскому ГПЗ

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Комсомольское	543	641	1062	1886	2239	2058	3176	3087	2824	2265
в т.ч.: 1 ступень	539	636	1053	1869	2214	2027	3141	3049	2773	2223
2 ступень	1	1	2	4	6	7	8	9	12	10
концевые	3	4	7	13	19	24	27	29	39	32
Губкинское	41	133	215	279	319	314	171	178	98	64
в т.ч.: 1 ступень	39.9	130.8	210.7	273.6	313.5	308.5	165.5	172.6	95.8	61.8
2 ступень	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.4	0.2	0.2
концевые	1	2	4	5	5	5	5	5	2	2
Известинское	1	8	12	15	15	13	8	7	3	1
в т.ч.: 1 ступень	1	7.8	11.8	14.6	14.6	12.6	7.8	6.8	2.9	1
2 ступень	-	-	-	0.1	0.1	0.1	-	-	-	-
концевые	-	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	-
Сев.Комсомольское	-	2	97	202	350	517	522	527	1924	689
в т.ч.: 1 ступень	-	1.8	96	200.5	347	512	516	521	1913	683
2 ступень	-	0.1	0.3	0.5	1	1	2	2	3	2
концевые	-	0.1	0.7	1	2	4	4	4	8	4
Сев.Губкинское	-	3	26	451	1350	1935	1614	1406	607	376
в т.ч.: 1 ступень	-	2.7	23.8	428	1292	1864	1579	1372	589	365
2 ступень	-	-	0.2	2	5	6	2	3	2	1
концевые	-	0.3	2	21	53	65	33	31	16	10
Присклоновое	5	39	59	54	41	36	31	26	16	8
в т.ч.: 1 ступень	4.3	33	50	46	35	30	26	25	15	7
2 ступень	0.1	1	1	1	1	1	1	-	-	-
концевые	0.6	5	8	7	5	5	4	1	1	1
Прирост запасов	-	-	-	-	-	-	3	52	579	1793
в т.ч.: 1 ст.	-	-	-	-	-	-	2.9	49.6	551	1728
2 ст.	-	-	-	-	-	-	-	0.4	4	8
концевые	-	-	-	-	-	-	0.1	2	24	57

278

Продолжение табл.1.3.1

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
1. Ресурсы газа	590	826	1471	2887	4314	4873	5525	5283	6051	5196
в т.ч.: 1 ступень	584.2	812.1	1445.3	2831.7	4216.1	4754.1	5438.2	5196	5939.7	5068.8
2 ступень	1.2	2.3	3.8	8	13.6	15.6	13.5	14.8	21.2	21.2
концевые	4.6	11.6	21.9	47.3	84.3	103.3	73.3	72.2	90.1	106
2. Добыча газа	540	785	1397	2743	4141	4678	5304	5072	5809	4988
в т.ч.: 1 ступень	540	785	1397	2695.7	4056.7	4574.7	5230.7	4999.8	5718.9	4882
концевые	-	-	-	47.3	84.3	103.3	73.3	72.2	90.1	106
2.1.Подача газа на собственные нужды промыслов	32	47	85	146	215	253	327	317	363	312
в т.ч.: 1 ступень	32	47	85	146	215	253	327	317	363	312
2.2.Тех.потери при сборе и транспорте	4	7	12	27	45	48	62	60	68	59
в т.ч.: 1 ступень	4	7	12	27	45	48	62	60	68	59
2.3.Подача газа на Губ.ГПЗ	504	731	1300	2570	2606	2517	3366	3346	4795	4226
в т.ч.: 1 ступень	504	731	1300	2522.7	2574.7	2478.7	3325.7	3304.8	4720.9	4130
концевые	-	-	-	47.3	31.3	38.3	40.3	41.2	74.1	96
2.4.Подача газа на Сев. Губкинскую КС	-	-	-	-	1275	1860	1549	1349	583	391
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	1222	1795	1516	1318	567	381
концевые	-	-	-	-	53	65	33	31	16	10
- техпотери и с/н КС	-	-	-	-	82	121	65	65	40	25
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	82	121	65	65	40	25
- подача газа на Губ.ГПЗ	-	-	-	-	1193	1739	1484	1284	543	366
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	1140	1674	1451	1253	527	356
концевые	-	-	-	-	53	65	33	31	16	10
3.Уровень использования,%	91	95	95	95	96	96	96	96	96	96
Барсуковская группа										
Барсуковское	1370	986	610	347	168	67	56	47	25	16
в т.ч.: 1 ступень	1359	975	601	340	163	63	50	42	22.6	14.4
2 ступень	5	5	4	3	2	2	1	1	0.4	0.2
концевые	6	6	5	4	3	2	5	4	2	1.4

Продолжение табл.1.3.1

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Зап.Пурпейское	11	10	6	5	4	4	1.7	1.3	0.7	0.4
в т.ч.: 1 ступень	10.6	9.7	5.7	4.9	3.9	3.9	1.7	1.3	0.7	0.4
2 ступень	0.1	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-	-
концевые	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	-	-	-	-
Верхне-Пурпейское	69	39	34	30	15	9	6	5	2.7	1.4
в т.ч.: 1 ступень	67.9	38.1	33.1	29.3	14.3	8.5	5.3	4.4	2.4	1.3
2 ступень	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	-
концевые	0.6	0.5	0.5	0.4	0.4	0.3	0.5	0.4	0.2	0.1
Ново-Пурпейское	197	163	138	117	99	83	73	73	25	18
в т.ч.: 1 ступень	188	155	131	112	94	79	69	70	23.6	16.7
2 ступень	2	2	2	1	1	1	1	1	0.4	0.3
концевые	7	6	5	4	4	3	3	2	1	1
Меретояхинское	-	-	3	13	45	74	50	46	40	14
в т.ч.: 1 ступень	-	-	2.8	12.5	43.3	71	43	39	34	11.7
2 ступень	-	-	0.1	0.3	1	2	1	1	1	0.3
концевые	-	-	0.1	0.2	0.7	1	6	6	5	2
Южно-Танловское	-	-	-	-	-	-	0.2	1.2	90	32
в т.ч.: 1 ст.	-	-	-	-	-	-	0.2	1.1	89.2	31.7
2 ст.	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2	0.1
концевые	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.6	0.2
Карасевское	-	-	-	-	-	-	-	0.2	0.9	0.4
в т.ч.: 1 ст.	-	-	-	-	-	-	-	0.2	0.8	0.3
2 ст.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
концевые	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.1
Прирост запасов	-	-	-	-	-	-	-	3	21	45
в т.ч.: 1 ст.	-	-	-	-	-	-	-	2.9	20	43.8
2 ст.	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.2
концевые	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.9	1

Продолжение табл.1.3.1

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
1. Ресурсы газа	1647	1198	791	512	331	237	186.9	176.7	205.3	127.2
в т.ч.: 1 ступень	1625.5	1177.8	773.6	498.7	318.5	225.4	169.2	160.9	193.3	120.3
2 ступень	7.6	7.5	6.6	4.6	4.3	5.2	3.2	3.2	2.2	1.1
концевые	13.9	12.7	10.8	8.7	8.2	6.4	14.5	12.6	9.8	5.8
2. Добыча газа	1101	1079	751	492	318	227	178	168	197	122
в т.ч.: 1 ступень	1101	1071.5	744.4	487.4	313.7	221.8	163.5	155.4	187.2	116.2
концевые	-	7.5	6.6	4.6	4.3	5.2	14.5	12.6	9.8	5.8
2.1.Подача газа на собственные нужды промыслов	89	69	46	26	17	13	15	15	16	11
в т.ч.: 1 ступень	89	69	46	26	17	13	15	15	16	11
2.2.Тех.потери при сборе и транспорте	12	10	7	5	3	2	2	2	2	1
в т.ч.: 1 ступень	12	10	7	5	3	2	2	2	2	1
2.3.Подача газа на Губ.ГПЗ	1000	1000	698	461	298	212	161	151	179	110
в т.ч.: 1 ступень	1000	992.5	691.4	456.4	293.7	206.8	146.5	138.4	169.2	104.2
концевые	-	7.5	6.6	4.6	4.3	5.2	14.5	12.6	9.8	5.8
3.Уровень использования,%	67	90	95	96	96	96	95	95	96	96
Итого по Губкинскому ГПЗ										
1. Ресурсы газа	2237	2024	2262	3399	4645	5110	5711.9	5459.7	6256.3	5323.2
в т.ч.: 1 ступень	2209.7	1989.9	2218.9	3330.4	4534.6	4979.5	5607.4	5356.9	6133	5189.1
2 ступень	8.8	9.8	10.4	12.6	17.9	20.8	16.7	18	23.4	22.3
концевые	18.5	24.3	32.7	56	92.5	109.7	87.8	84.8	99.9	111.8
2. Добыча газа	1641	1864	2148	3235	4459	4905	5482	5240	6006	5110
в т.ч.: 1 ступень	1641	1856.5	2141.4	3183.1	4370.4	4796.5	5394.2	5155.2	5906.1	4998.2
концевые	-	7.5	6.6	51.9	88.6	108.5	87.8	84.8	99.9	111.8
2.1.Подача газа на собственные нужды промыслов	121	116	131	172	232	266	342	332	379	323
в т.ч.: 1 ступень	121	116	131	172	232	266	342	332	379	323
2.2.Тех.потери при сборе и транспорте	16	17	19	32	48	50	64	62	70	60
в т.ч.: 1 ступень	16	17	19	32	48	50	64	62	70	60

Продолжение табл.1.3.1

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2.3.Подача газа на переработку	1504	1731	1998	3031	4179	4589	5076	4846	5557	4727
в т.ч.: 1 ступень	1504	1723.5	1991.4	2979.1	4090.4	4480.5	4988.2	4761.2	5457.1	4615.2
концевые	-	7.5	6.6	51.9	88.6	108.5	87.8	84.8	99.9	111.8
- техпотери и с/н КС	-	-	-	-	82	121	65	65	40	25
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	82	121	65	65	40	25
- подача газа на ГПЗ	1504	1731	1998	3031	4097	4468	5011	4781	5517	4702
в т.ч.: 1 ступень	1504	1723.5	1991.4	2979.1	4008.4	4359.5	4923.2	4696.2	5417.1	4590.2
концевые	-	7.5	6.6	51.9	88.6	108.5	87.8	84.8	99.9	111.8
3.Уровень использования,%	73.3	92	95	95	96	96	96	96	96	96
Дополнительная подача на Губкинский ГПЗ с Тарасовского месторождения	1000	1000	1417	1361	1281	-	-	-	-	-
Итого на Губкинский ГПЗ	2504	2731	3415	4392	5378	4468	5011	4781	5517	4702
Тарасовское	1600	1600	1580	1480	1384	1291	1443	1329	611	295
в т.ч.: 1 ступень	1455	1470	1466	1379	1292	1210	1367	1266	562	257
2 ступень	19	17	15	13	12	11	10	8	7	5
концевые	126	113	99	88	80	70	66	55	42	33
Сев.Тарасовское	1	12	19	23	23	20	13	11	5	2
в т.ч.: 1 ступень	0.8	8.7	14.5	17.4	17.4	15.5	10.7	9.8	4.2	1.7
2 ступень	-	0.3	0.5	0.6	0.6	0.5	0.3	0.2	0.1	0
концевые	0.2	3	4	5	5	4	2	1	0.7	0.3
Усть-Харампурское	-	1	3	4	7	9	10	9	7	5
в т.ч.: 1 ступень	-	0.9	2.7	3.6	6.1	7.9	8.8	7.9	6	4.2
2 ступень	-	-	-	-	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1
концевые	-	0.1	0.3	0.4	0.8	1	1	1	0.9	0.7
Тапское	-	-	-	-	-	1	11	20	9	4
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	0.8	9.3	16.6	7.6	3.3
2 ступень	-	-	-	-	-	-	0.2	0.4	0.2	0.1
концевые	-	-	-	-	-	0.2	1.5	3	1.2	0.6

887

Продолжение табл.1.3.1

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Северо-Айваседопуровское	-	-	2	3	4	4	3	2	0.8	0.4
в т.ч.: 1 ступень	-	-	2	3	3.8	3.8	2.5	1.7	0.7	0.3
2 ступень	-	-	-	-	0.1	0.1	0.1	0	0	0
концевые	-	-	-	-	0.1	0.1	0.4	0.3	0.1	0.1
Зап.Таркосалинское	-	-	-	2	5	7	5	5	3	2
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1.9	4.8	6.8	3.7	3.7	2	1.5
2 ступень	-	-	-	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.2	0.1
концевые	-	-	-	-	0.1	0.1	1	1	0.8	0.4
Западно-Харампурское	-	-	-	-	-	-	7	7	3	2
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	-	6.3	6.3	2.7	1.9
2 ступень	-	-	-	-	-	-	0.1	0.1	0.1	0
концевые	-	-	-	-	-	-	0.6	0.6	0.2	0.1
Прирост запасов	-	-	-	-	-	-	1	21	79	181
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	-	0.9	20	75.5	174
2 ступень	-	-	-	-	-	-	0	0.1	0.5	1
концевые	-	-	-	-	-	-	0.1	0.9	3	6
1. Ресурсы газа	1601	1613	1604	1512	1423	1332	1493	1404	717.8	491.4
в т.ч.: 1 ступень	1455.8	1479.6	1485.2	1404.9	1324.1	1244.8	1409.2	1332	660.7	443.9
2 ступень	19	17.3	15.5	13.7	12.9	11.8	11.2	9.2	8.2	6.3
концевые	126.2	116.1	103.3	93.4	86	75.4	72.6	62.8	48.9	41.2
2. Добыча газа	1099	1108	1524	1451	1366	1278	1433	1352	689	472
в т.ч.: 1 ступень	1099	995	1420.7	1357.6	1280	1202.8	1360.4	1289.2	640.1	430.8
концевые	-	113	103.3	93.4	86	75.2	72.6	62.8	48.9	41.2
2.1.Подача газа на собственные нужды промыслов	87	93	93	76	71	69	89	84	43	29
в т.ч.: 1 ступень	87	93	93	76	71	69	89	84	43	29
2.2.Тех.потери при сборе и транспорте	12	15	14	14	14	14	17	16	8	5
в т.ч.: 1 ступень	12	5	14	14	14	14	17	16	8	5

Продолжение табл.1.3.1

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2.3.Подача газа на ГПЗ	1000	1000	1417	1361	1281	1195	1327	1252	638	438
в т.ч.: 1 ступень	1000	887	1313.7	1267.6	1195	1119.8	1254.4	1189.2	589.1	396.8
концевые	-	113	103.3	93.4	86	75.2	72.6	62.8	48.9	41.2
Губкинский	1000	1000	1417	1361	1281	-	0	0	0	0
в т.ч.: 1 ступень	1000	887	1313.7	1267.6	1195	1119.8	0	0	0	0
концевые	-	113	103.3	93.4	86	75.2	0	0	0	0
Тарасовский	-	-	-	-	-	1195	1327	1252	638	438
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	1119.8	1254.4	1189.2	589.1	396.8
концевые	-	-	-	-	-	75.2	72.6	62.8	48.9	41.2
3.Уровень использования,%	69	69	95	96	96	96	96	96	96	96
Харампурская КС										
Харампурское	439	907	1383	1455	1381	1133	896	655	177	94
в т.ч.: 1 ступень	411	866	1340	1410	1340	1096	865	629	163	86
2 ступень	6	9	9	10	9	8	7	6	3	2
концевые	22	32	34	35	32	29	24	20	11	6
Фестивальное	-	-	1	10	66	114	105	100	63	36
в т.ч.: 1 ступень	-	-	0.9	9	60	102	99	94	57	32
2 ступень	-	-	-	0.2	1	3	1	1	1	1
концевые	-	-	0.1	0.8	5	9	5	5	5	3
Южно-Харампурское	-	32	395	923	1259	1357	1410	1346	520	235
в т.ч.: 1 ступень	-	29.6	381	896	1227	1322	1342	1278	478	216
2 ступень	-	0.4	3	6	7	8	9	9	6	3
концевые	-	2	11	21	25	27	59	59	36	16
Южно-Таркосалинское	-	-	-	-	-	-	18	29	19	0.7
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	-	15.7	25.5	16.7	0.6
2 ступень	-	-	-	-	-	-	0.3	0.5	0.3	-
концевые	-	-	-	-	-	-	2	3	2	0.1
Средне-Харампурское	-	-	-	1	7	12	51	47	17	3
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	0.9	6.4	10.7	49.7	45.7	16.3	2.6
2 ступень	-	-	-	-	0.1	0.3	0.3	0.3	0.2	0.1
концевые	-	-	-	0.1	0.5	1	1	1	0.5	0.3

228

Продолжение табл.1.3.1

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Текто-Харампурское	-	-	-	2	11	18	60	45	4	2
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1.9	9.8	16.6	58.6	43.7	3.4	1.7
2 ступень	-	-	-	-	0.2	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1
концевые	-	-	-	0.1	1	1	1	1	0.5	0.2
Акайтамское	-	-	-	-	-	-	-	4.2	300	51
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	-	-	4.2	297.4	50
2 ступень	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	0.2
концевые	-	-	-	-	-	-	-	-	2	0.8
Сев.Иохтурское	-	-	-	-	-	-	2	2	0.7	0.3
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	-	1.7	1.7	0.6	0.3
концевые	-	-	-	-	-	-	0.3	0.3	0.1	-
Холмистое	-	-	-	-	-	4	34	77	38	14
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	3.5	31.6	71	31	11.7
2 ступень	-	-	-	-	-	0.1	0.4	1	1	0.3
концевые	-	-	-	-	-	0.4	2	5	6	2
Равнинное	-	-	-	-	9	43	46	49	24	7
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	8.5	40.7	41	41	20.5	5.8
2 ступень	-	-	-	-	0.1	0.3	1	1	0.5	0.2
концевые	-	-	-	-	0.4	2	4	7	3	1
Прирост запасов	-	-	-	-	-	-	2	35	98	217
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	-	1.9	33.8	93	209
2 ступень	-	-	-	-	-	-	-	0.2	1	1
концевые	-	-	-	-	-	-	0.1	1	4	7
1. Ресурсы газа	439	939	1779	2391	2733	2681	2624	2389.5	1260.7	660
в т.ч.: 1 ступень	411	895.6	1721.9	2317.8	2651.7	2591.5	2506.2	2267.6	1176.9	615.7
2 ступень	6	9.4	12	16.2	17.4	20.1	19.4	19.6	13.7	7.9
концевые	22	34	45.1	57	63.9	69.4	98.4	102.3	70.1	36.4
2. Добыча газа	24	54	103	2088	2381	2547	2495	2266	1198	634
в т.ч.: 1 ступень	24	54	103	2031	2317.1	2477.6	2396.6	2163.7	1127.9	597.6
концевые	-	-	-	57	63.9	69.4	98.4	102.3	70.1	36.4

Продолжение табл.1.3.1

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2.1.Подача газа на собственные нужды промыслов	24	54	103	121	136	139	157	143	76	40
в т.ч.: 1 ступень	24	54	103	121	136	139	157	143	76	40
2.2.Тех.потери при сборе и транспорте	-	-	-	22	28	28	29	27	14	7
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	22	28	28	29	27	14	7
2.3.Подача газа на КС	-	-	-	1945	2217	2380	2309	2096	1108	587
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1888	2153.1	2310.6	2210.6	1993.7	1037.9	550.6
концевые	-	-	-	57	63.9	69.4	98.4	102.3	70.1	36.4
- техпотери и с/н КС	-	-	-	125	144	155	150	136	72	38
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	125	144	155	150	136	72	38
- подача газа на Тарас.ГПЗ	-	-	-	1820	2073	2225	2159	1960	1036	549
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1763	2009.1	2155.6	2060.6	1857.7	965.9	512.6
концевые	-	-	-	57	63.9	69.4	98.4	102.3	70.1	36.4
3.Уровень использования,%	5	6	6	87	87	95	95	95	95	96
Часельская КС										
Кынское	-	-	-	8	41	84	116	190	77	45
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	6.9	36	75	99	163	64	37
2 ступень	-	-	-	0.1	1	1	2	4	2	1
концевые	-	-	-	1	4	8	15	23	11	7
Усть-Часельское	-	-	-	-	11	55	58	120	154	56
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	10.7	53.8	55.8	116.6	151.7	54.9
2 ступень	-	-	-	-	-	0.2	0.2	0.4	0.3	0.1
концевые	-	-	-	-	0.3	1	2	3	2	1
Чатылькинское							4	34	40	3
в т.ч.: 1 ступень							3.8	32.8	37.7	2.4
2 ступень								0.2	0.3	0.1
концевые							0.2	1	2	0.5
Верхне-Часельское	-	-	-	-	-	1	9	21	67	30
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	0.9	8.5	19.9	63.5	28.8
2 ступень	-	-	-	-	-	-	0.1	0.1	0.5	0.2
концевые	-	-	-	-	-	0.1	0.4	1	3	1

287

Продолжение табл.1.3.1

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Ново-Часельское	-	-	-	-	-	1	25	45	7	3
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	0.9	24.2	43.8	6.3	2.7
2 ступень	-	-	-	-	-	-	0.1	0.2	0.1	
концевые	-	-	-	-	-	0.1	0.7	1	0.6	0.3
Черничное								0.2	22	5
в т.ч.: 1 ступень								0.2	18	3.7
2 ступень									1	0.3
концевые									3	1
Прирост запасов								7	43	81
в т.ч.: 1 ступень								6.7	40.7	77.6
2 ступень									0.3	0.4
концевые								0.3	2	3
1. Ресурсы газа	-	-	-	8	52	141	212	417.2	410	223
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	6.9	46.7	130.6	191.3	383	381.9	207.1
2 ступень	-	-	-	0.1	1	1.2	2.4	4.9	4.5	2.1
концевые	-	-	-	1	4.3	9.2	18.3	29.3	23.6	13.8
2. Добыча газа	-	-	-	-	50	137	203	396	394	214
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	45.7	127.8	184.7	366.7	370.4	200.2
концевые	-	-	-	-	4.3	9.2	18.3	29.3	23.6	13.8
2.1.Подача газа на собственные нужды промыслов	-	-	-	-	2	8	25	25	25	14
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	2	8	25	25	25	14
2.2.Тех.потери при сборе и транспорте	-	-	-	-	-	2	2	5	5	3
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	2	2	5	5	3
2.3.Подача газа на КС	-	-	-	-	48	127	176	366	364	197
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	43.7	117.8	157.7	336.7	340.4	183.2
концевые	-	-	-	-	4.3	9.2	18.3	29.3	23.6	13.8
- техпотери и с/н КС	-	-	-	-	3	8	11	24	24	13
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	3	8	11			

Продолжение табл.1.3.1

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
- подача газа на Тарас.ГПЗ	-	-	-	-	45	119	165	342	340	184
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	40.7	109.8	146.7	312.7	316.4	170.2
концевые	-	-	-	-	4.3	9.2	18.3	29.3	23.6	13.8
3.Уровень использования,%	-	-	-	-	96	97	96	95	96	96
Восточно-Таркосалинская КС										
Восточно-Таркосалинское	-	-	3	15	27	40	190	245	194	76
в т.ч.: 1 ступень	-	-	2.6	12.8	22.7	33.5	181	234	187.4	74.9
2 ступень	-	-	-	0.2	0.3	0.5	1	1	0.6	0.1
концевые	-	-	0.4	2	4	6	8	10	6	1
Южно-Пырейное	-	-	-	-	-	-	16.8	27.6	17.8	8.4
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	-	15.6	25.6	16.5	7.8
2 ступень	-	-	-	-	-	-	0.4	0.6	0.4	0.2
концевые	-	-	-	-	-	-	0.8	1.4	0.9	0.4
Добровольское	-	-	-	-	-	-	-	1.7	6	0.7
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	-	-	1.7	5.6	0.5
2 ступень	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2	0.1
концевые	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2	0.1
Юмантыльское	-	-	-	-	-	1	16	32	11	6
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	0.9	15.3	30.8	10.4	5.8
2 ступень	-	-	-	-	-	-	0.1	0.2	0.1	-
концевые	-	-	-	-	-	0.1	0.6	1	0.5	0.2
Ханчейское	-	-	-	-	-	-	-	4	61	25
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	-	-	3.8	58.5	23.8
2 ступень	-	-	-	-	-	-	-	-	0.5	0.2
концевые	-	-	-	-	-	-	-	0.2	2	1
Прирост запасов	-	-	-	-	-	-	-	4	20	42
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	-	-	-	3.8	19.1	40.8
2 ступень	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.2
концевые	-	-	-	-	-	-	-	0.2	0.8	1

188

Продолжение табл.1.3.1

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
1. Ресурсы газа	-	-	3	15	27	41	222.8	314.3	309.8	158.1
в т.ч.: 1 ступень	-	-	2.6	12.8	22.7	34.4	211.9	299.7	297.5	153.6
2 ступень	-	-	-	0.2	0.3	0.5	1.5	1.8	1.9	0.8
концевые	-	-	0.4	2	4	6.1	9.4	12.8	10.4	3.7
2. Добыча газа	-	-	-	1	26	39	212	299	297	152
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1	22	32.9	202.6	286.2	286.6	148.3
концевые	-	-	-	-	4	6.1	9.4	12.8	10.4	3.7
2.1.Подача газа на собственные нужды промыслов	-	-	-	1	2	2	13	19	19	9
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1	2	2	13	19	19	9
2.2.Тех.потери при сборе и транспорте	-	-	-	-	1	1	3	4	4	2
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	1	1	3	4	4	2
2.3.Подача газа на КС	-	-	-	-	23	36	196	276	274	141
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	19	29.9	186.6	263.2	263.6	137.3
концевые	-	-	-	-	4	6.1	9.4	12.8	10.4	3.7
- техпотери и с/н КС	-	-	-	-	1	2	13	18	18	9
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	1	2	13	18	18	9
- подача газа на Тарас.ГПЗ	-	-	-	-	22	34	183	258	256	132
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	-	18	27.9	173.6	245.2	245.6	128.3
концевые	-	-	-	-	4	6.1	9.4	12.8	10.4	3.7
3.Уровень использования,%	-	-	-	7	95	95	95	95	96	96
Итого по Тарасовскому ГПЗ										
1. Ресурсы газа	2040	2552	3386	3926	4235	4195	4551.8	4525	2698.3	1532.5
в т.ч.: 1 ступень	1866.8	2375.2	3209.7	3742.4	4045.2	4001.3	4318.6	4282.3	2517	1420.3
2 ступень	25	26.7	27.5	30.2	31.6	33.6	34.5	35.5	28.3	17.1
концевые	148.2	150.1	148.8	153.4	158.2	160.1	198.7	207.2	153	95.1
2. Добыча газа	1123	1162	1627	3540	3823	4000	4343	4313	2578	1472
в т.ч.: 1 ступень	1123	1049	1523.7	3389.6	3664.8	3840.1	4144.3	4105.8	2425	1376.9
концевые	-	113	103.3	150.4	158.2	159.9	198.7	207.2	153	95.1

Продолжение табл.1.3.1

Месторождения, показатели	Годы									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2.1.Подача газа на собственные нужды промыслов	111	147	196	198	211	217	284	271	163	92
в т.ч.: 1 ступень	111	147	196	198	211	217	284	271	163	92
2.2.Тех.потери при сборе и транспорте	12	15	14	36	42	44	51	52	31	17
в т.ч.: 1 ступень	12	15	14	36	42	44	51	52	31	17
2.3.Подача газа на переработку	1000	1000	1417	3306	3570	3739	4008	3990	2384	1363
в т.ч.: 1 ступень	1000	887	1313.7	3155.6	3411.8	3579.1	3809.3	3782.8	2231	1267.9
концевые	-	113	103.3	150.4	158.2	159.9	198.7	207.2	153	95.1
- техпотери и с/н КС	-	-	-	125	149	166	174	178	114	60
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	125	149	166	174	178	114	60
- подача газа на ГПЗ	1000	1000	1417	3181	3421	3573	3834	3812	2270	1303
в т.ч.: 1 ступень	1000	887	1313.7	3030.6	3262.8	3413.1	3635.3	3604.2	2117	1207.9
концевые	-	113	103.3	150.4	158.2	159.9	198.7	207.2	153	95.1
Губкинский	1000	1000	1417	1361	1281	-	-	-	-	-
в т.ч.: 1 ступень	1000	887	1313.7	1267.6	1195	-	-	-	-	-
концевые	-	113	103.3	93.4	86	-	-	-	-	-
Тарасовский	-	-	-	1820	2140	3573	3834	3812	2270	1303
в т.ч.: 1 ступень	-	-	-	1763	2067.8	3413.1	3635.3	3604.2	2117	1207.9
концевые	-	-	-	57	72.2	159.9	198.7	207.2	153	95.1
3.Уровень использования,%	55	45	48	90	90	95	95	95	96	96

891

1.4. Предложения по дозагрузке мощностей ГПЗ и КС газом газовых шапок и газовых пластов нефтегазовых месторождений.

В разделе 1.3 рассмотрен баланс производства и распределения нефтяного газа под минимальный вариант из которого видно, что более 8 млрд.м3 газа в год с месторождений ПО "Пурнефтегаз" можно подать в переработку на ГПЗ. Из этого следует, что в этом регионе целесообразно развитие мощностей по переработке газа на 8 млрд.м3 в год.

Имеется определенная настороженность в длительности полной загрузки сырьем созданных и вновь создаваемых мощностей по переработке газа, как это уже имело место в других регионах Западной Сибири (Нижневартовский, Варьеганский).

Необходимо отметить, что месторождения Пуровского района отличаются от месторождений Среднего Приобья Тюменской области. В частности, все эти месторождения нефтегазоконденсатные, многопластовые.

В настоящее время в разработке находятся только нефтяные пласты, содержащие нефтяные оторочки с газовыми шапками.

Газоконденсатные залежи без оторочек нефти в настоящее время не разрабатываются, ввод их в эксплуатацию по данному варианту прогноза до 2000 года не предусматривается.

Залежи свободного сухого газа сеноманских отложений находятся на балансе Пурнефтегаза и в настоящее время также не разрабатываются, а ввод их до 2000 года в эксплуатацию не предусмотрен.

Согласно выполненной СибНИИНП оценке максимальных уровней по добыче свободного газа, газа газоконденсатных залежей и газовых шапок, потенциальные добывные возможнсти Пуровского района могут составлять 160-170 млрд.м3 газа в год (раздел 1.1, 1.2).

Если свободный газ содержит в своем составе практически только метан и может сразу транспортироваться в газопроводы Газпрома, то газ газоконденсатных залежей и газовых шапок по своим свойствам не уступает нефтяному и может служить дополнительным источником сырья для газоперерабатывающих заводов.

Поэтому, при необходимости мощности по переработке газа Губкинского ГПЗ можно будет всегда дозагрузить газом газовых шапок и газоконденсатных пластов Северо-Губкинского месторождения, Тарасовского ГПЗ - газом анологичных залежей Тарасовского, Южно-Харампурского и Восточно-Таркосалинского месторождений.

На период до 1998 года при принятых сроках ввода в эксплуатацию мощностей по использованию газа мероприятий по их дозагрузке сырьем не потребуется.

За пределами 2000 года по рассматриваемому варианту распределения ресурсов нефтяного газа для дозагрузки мощностей Тарасовского ГПЗ необходимы следующие объемы газа:

млн.м3

2001 г.	2005 г.	2010 г.
626	2141	3152

1.5. Определение состава сырья, поступающего на объекты использования нефтяного газа

Составы сырья, поступающего на объекты использования нефтяного газа Пуровского района, рассчитаны с учетом следующих параметров:

1. Объемов подачи газа на эти объекты по годам с каждого месторождения с учетом сроков ввода в эксплуатацию газосборных сетей и межпромысловых газопроводов, ЦПС, компрессорных станций для газа концевых ступеней сепарации и прочих объектов промыслового обустройства;
2. Потерь жидких углеводородов С3+в при промысловом сборе газа в газопроводах и газосборных сетях;
3. Потерь жидких углеводородов С3+в на установках дополнительной сепарации газа (УДС), расположенных на входе ГПЗ;
4. Потерь жидких углеводородов С3+в при компримировании газа на КС (компрессаты);
5. В расчет состава газа не включены газы второй ступени сепарации с ДНС, которые в основном сгорают в факелах, так как имеют давление ниже давления газа первой ступени сепарации и очень небольшой объем (2-3% от объема газа первой ступени сепарации);
6. Газ концевых ступеней сепарации, получаемый при подготовке нефти на центральных пунктах сбора нефти (ЦПС), после ввода в эксплуатацию специальных КС для газа концевых ступеней сепарации также учтен в расчете состава сырья, планируемого к подаче на объекты использования газа Пуровского района.

В таблице 1.5.1 приведены объемы сырья, поступающего на объекты использования газа Пуровского района, и С3+в, принятое при расчетах ШФЛУ.

Таблица 1.5.1

Показатели	ГОДЫ									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Губкинский ГПЗ										
- подача газа, млн.м3	2504	2731	3415	4392	5378	4468	4280	4280	4280	4280
- С3+в, кг/м3	190	190	190	195	200	182	173	164	155	179
Тарасовский ГПЗ										
- подача газа, млн.м3	-	-	-	1820	2140	3573	4280	4280	4280	4280
- С3+в, кг/м3	-	-	-	320	320	320	317	318	310	321

В таблице 1.5.2 приведен компонентный состав сырья по объектам использования газа.

893

Таблица 1.5.2

Компонентный состав сырья, поступающего на объекты использования газа Пуровского района

% мольные

Компоненты	Губкинский ГПЗ			Тарасовский ГПЗ			Харампурская КС		
	2000г.	2005г.	2010г.	2000г.	2005г.	2010г.	2000г.	2005г.	2010г.
CO2	0.141	0.135	0.142	0.224	0.191	0.191	0.306	0.239	0.235
N2	1.000	0.944	0.958	0.898	0.893	0.890	0.877	0.903	0.898
He	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
H2S	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
C1	86.656	86.669	84.643	73.010	75.092	74.220	68.528	72.569	72.171
C2	4.822	5.145	5.967	10.707	9.408	9.730	13.228	10.726	11.029
C3	3.983	4.099	5.028	9.318	8.587	9.029	10.793	9.392	9.721
iC4	0.838	0.803	0.898	1.679	1.647	1.700	1.741	1.663	1.638
nC4	1.474	1.265	1.395	2.686	2.644	2.679	2.968	2.872	2.758
iC5	0.343	0.308	0.328	0.520	0.541	0.558	0.531	0.554	0.533
nC5	0.351	0.297	0.301	0.495	0.511	0.514	0.539	0.561	0.525
C6+в	0.392	0.335	0.340	0.463	0.486	0.489	0.489	0.521	0.492
кг/м3	0.817	0.811	0.832	0.959	0.943	0.952	1.000	0.967	0.968
C3+в г/м3	164	155	179	323	310	321	361	333.9	334

894

3. НОВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

Для решения вопросов использования ресурсов нефтяного газа на месторождениях ПО "Пурнефтегаз" необходимо строительство целого ряда объектов.

Все эти объекты вошли в состав "Программы полного использования ресурсов нефтяного газа месторождений Западной Сибири на период 1993-1996 года", утвержденной в октябре 1992 года Черномырдиным В.С.

Часть из предусмотренных строительством объектов уже начата строительством, но из-за отсутствия средств строительство прекращено. К таким объектам относятся Губкинский ГПЗ, 3-4 очередь, Тарасовский ГПЗ, Харампурская КС с напорным газопроводом, Барсуковская КС, компрессорные для газа концевых ступеней сепарации и др.

Кроме того из-за отсутствия продуктопровода не строятся технологические линии Губкинского ГПЗ.

В таблице 3.1 приведен перечень объектов использования ресурсов нефтяного газа месторождений ПО "Пурнефтегаз", которые необходимо построить до 2010 года.

Ввод объектов дан с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и наличия ресурсов нефтяного газа.

Таблица 3.1

Предлагаемый ввод новых мощностей по использованию ресурсов нефтяного газа месторождений ПО"Пурнефтегаз".

Показатели	Мощность,млн.м3 Протяженность,км	Необходимый год ввода
Газоперерабатывающие заводы:		
Губкинский N 2		
1 оч. переработка	1070	1993
2 оч. переработка	1070	1994
Губкинский N 3-4		
3 оч.компримирование	1070	1994
3 оч.переработка	1070	1995
4 оч.компримирование	1070	1995
4 оч.переработка	1070	1996
Тарасовский		
1 оч.компримирование + переработка	2140	1995
2 оч.переработка	2140	1997
Компрессорные станции для транспорта газа 1 ступени сепарации		
- Харампурская	2000	1995
- КС на Вост.Таркосалинской группе месторождений	1500	1996
- Сев.Губкинская	2000	1996
- КС на Часельской группе месторождений	500	1997

895

Продолжение таблицы 3.1

Показатели	Мощность, млн.м3 Протяженность, км	Необходимый год ввода
Компрессорные станции для транспорта газа концевых ступеней сепарации		
- Харампурская на ЦПС		
1 оч.	50	1994
2 оч.	50	1996
- Губкинская на ЦПС	25	1994
- Сев.Губкинская на ЦПС	50	1995
- Часельская	50	1997
- Вост.Таркосалинская	25	1998
Газопроводы высокого давления		
- Харампурская КС - Губкинский ГПЗ	186.4	1994
о 720	120	
о 530	66.4	
- КС на Вост.Таркосалинской группе м-ий - Тарасовский ГПЗ		
о 720	165	1996
- Сев.Губкинская КС - Губкинский ГПЗ		
о 720	100	1996
- КС на Часельской группе м-ий - Тарасовский ГПЗ		
о 530	230	1997
Газопроводы отбензиненного газа		
- Губкинский ГПЗ - врезка в г-д Уренгой-Челябинск 2 нитка, о 530	18	1993
- Тарасовский ГПЗ - врезка в г-д Уренгой-Челябинск		
о 720	45	1995
Продуктопроводы		
- Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ		
о 530	861	1994
- Тарасовский ГПЗ - Губкинский ГПЗ		
о 530	65	1995
Межпромысловые газопроводы		
о 159	48	1997
- " -	29	1999
о 219	30	1998
- " -	109	2000

896

Продолжение таблицы 3.1

Показатели	Мощность, млн.м3 Протяженность, км	Необходимый год ввода
о 273	25	1994
- " -	46	1999
- " -	30	2004
о 325	20	1995
- " -	29	1997
- " -	20	2000
- " -	40	2002
о 426	25	1998
- " -	30	2000
- " -	40	2002
о 530	33	1995
о 720	22.5	1994
- " -	60	2000
о 1020	41	1994
Эжекторные установки	3 шт.	2001

897

4. ТОВАРНАЯ ПРОДУКЦИЯ С ГПЗ ПУРОВСКОГО РАЙОНА

Потребителями попутного газа на месторождениях ПО "Пурнефтегаз" являются котельные ДНС, ЦПС, печи установок предварительного сброса воды (УПСВ), а также часть газа в сыром виде подается на собственные нужды поселка Губкинский.

Товарная продукция - отбензиненный газ, после ГПЗ подается в магистральный газопровод Уренгой-Челябинск. В период 1993-2010 гг. в магистральный газопровод Уренгой-Челябинск с ГПЗ Пуровского района объемы подачи сухого отбензиненного газа по годам могут составить:

млн.м3

1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	2005г.	2010г.
2403	2510	3051	5325	6261	6665	7700	7519	7893	7147

в том числе:

- с Губкинского ГПЗ

1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	2005г.	2010г.
2403	2510	3051	3860	4554	3811	4294	4114	4603	3876

- с Тарасовского ГПЗ

1993г.	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	2005г.	2010г.
-	-	-	1465	1707	2854	3406	3405	3290	3271

В настоящее время, из-за отсутствия продуктопровода и технологической линии на I и II очередях, Губкинский ГПЗ работает как компрессорная станция.

Он принимает сырой нефтяной газ, сушит его и дожимает для подачи в магистральный газопровод Уренгой-Челябинск.

Фактический состав компримированного газа, подаваемого с Губкинского ГПЗ в магистральный газопровод Уренгой-Челябинск, приводится ниже:

		% весовые
CO2	-	0.57
N2	-	1.17
C1	-	73.27
C2	-	7.16
C3	-	8.1
изо-C4	-	2.89
н-C4	-	3.42
изо-C5	-	1.44
н-C5	-	1.03
C6+в	-	0.95
P кг/м3	-	0.808
C3+в(20 град.C),г/м3	-	144

В настоящее время на Губкинский ГПЗ подается в основном газ Комсомольского и первой ступени сепарации Тарасовского месторождений.

898

ADDENDUM TO BOOK 1

(ENGLISH VERSION)

ADDENDUM TO BOOK 1
"GAS RESOURCES TO 2010"

900

CONTENT

1.3. Proposals on gas resources distribution for the period till 2010. 3

1.4. Proposals on additional loading of GPP and CS with cap and stratum gas of oil and gas fields. 34

1.5. Determination of raw material composition supplied to facilities using oil gas 36

3. New Construction. 39

4. Commercial Product from GPP of Pur Region. 42

1.3. Proposals on gas resources distribution for the period till 2010.

Gas resources on PO "Purneftegas" for the period of 1993-1998, based on data of the Institute "SIBNIIP" per years in mln.m3 will make up:

1993yr.	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
4277mln.m3	4576	5648	7325	8882	9309	10265	9986	8970	6862

The main consumers of associated gas in Purovsky Region are oil and gas producing associations, using unstripped gas for their own needs at the fields and gas processing plants (existing Gubkinsky plant and Tarasovsky plant under design).

The list of the main consumers of gas for their own needs in PO "Purneftegas" is given in Table 1.3.1.

Balance of gas production and distribution among consumers is made with account for capacity and throughput of currently operating facilities for gathering, transportation and processing of associated gas as well as with consideration of scheduled terms of putting into operation of new capacities in this region (Table 1.3.1).

Designed quantities of use of associated gas resources of PO"Purneftegas" fields will be as follows:

1993yr.	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2764mln.m3.	3026	3775	6775	8242	8905	9825	9553	8584	6582

After deduction from total gas amount the volume of gas losses during its gathering and transportation to Users, which makes up:

1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
28	32	33	193	321	381	354	357	255	162

and the volume of gas, used for own needs of oil and gas producing plants, which makes up:

1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
232	263	327	370	443	483	626	603	542	415

potential amounts of gas supply to gas processing plants and compressor stations has been determined.

902

On the whole gas supply to gas processing plants will make up:

1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2504	2731	3415	6212	7518	8041	8845	8593	7787	6005

including:

- to Gubkinsky GPP:

1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2504	2731	3415	4392	5378	4468	5011	4781	5517	4702

- to Tarasovsky GPP:

1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
-	-	-	1820	2140	3573	3834	3812	2270	1303

- to Charampurskaya compresspor station:

1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
-	-	-	1945	2217	2380	2309	2096	1108	587

Balance of distribution of associated gas resources from PO "Purneftegas" is done with account for current infrastructure and regional location of the fields.

According to these features all PO "Purneftegas" fields can be grouped as follows:

1. Barsukovskaya Group.
   The following fields belong to this group:
   Barsukovskoje
   Novo-Purpeiskoje
   Verkhne-Purpeiskoje
   Zhapadno-Purpeiskoje
   Ujzhno-Tanlovskoje
   Meretojakhinskoje

2. Gubkinskaya Group.
   The following fields belong to this group:
   Komsomolskoje
   Gubkinskoje
   Severo-Gubkinskoje
   Severo-Komsomolskoje
   Vjuzhnoje
   Izvestinskoje
   Prisklonovoje

903

3. Tarasovskaya Group.
The following fields belong to this group:
Tarasovskoje
Ust-kharampurskoje
Severo-Tarasovskoje
Vost.Tarasovskoje
Severo-Ivasedopurovskoje
Zhap.Tarkosolinskoje
Zhap.Kharampurskoje
Tahskoje

4. Kharampurskaya Group
The following fields belong to this group:
Kharampurskoje
Yuzhno-Kharampurskoje
Festivalnoje
Yuzhno-Kharampurskoje
Sredne-Kharampurskoje
Tekto-Kharampurskoje
Kholmistoje
Ravninnoje
Akaitamskoje

5. Chaselskaja and Vostochno-Tarkosalinskaya Group.
The following fields belong to this groups:
Kinskoje
Vost.Tarkosalinskoje
Ust-Chaselskoje
Verkhne-Chaselskoje
Novo-Chaselskoje
Ujmantilskoje
Chatilkinskoje

6. Separate oil fields are as following:
Jarolkhinskoje

These oil fields, due to their distant location from the existing gas gathering and transportation systems as well as due to small volume of gas, can not be connected to the systems.

As for the use of the oil gas resources of these fields, they require a special approach as being small and distant.

The oil fields belonging to Barsukovskaya and Gubkinskaya group are trending to gas gathering area of Gubkinsky GPP.

904

The oil fields belonging to Tarasovskaya, Kharampurskaya, Chaselskaya and Vost. Tarkosalinskaya groups, relate to gas gathering system of Tarasovsky GPP.

Gas pipeline of Dn 1020 mm and l=64 km going from Tarasovskoje oil field to Gubkinsky GPP has been constructed recently and is under operation now.

By this gas pipeline, first separation stage oil gas from Tarasovskoje oil field is transported to Gubkinskyi GPP.

In the future perspective, this gas pipeline will be used as stand-by after put into operation of Tarasovsky GPP in order to deliver extra gas from Gubkinsky region (from Gubkinskoje oil field) to Tarasovsky GPP and back, if required.

In order to reach the flexibility of oil gas use from Barsukovskaya group of oil fields and to release the peak loads from Gubkinsky GPP to CGS of Barsukovskoje oil field, there has been designed Barsukovskaya compressor station and gas pipeline from this compressor station to Muravlenkovsky GPP has been built of the length 115 km and Dn=530 mm.

Currently the construction of Barsukovskaja compressor station has been stopped.

The developed project of oil gas use from oil fields of PO "Purneftegas" has considered the
instability and complexity in forecasting the volumes of gas take off during oil production and has allowed to control the release of peak loads at gas processing facilities of this region without any additional capacities.

The balance of petroleum gas production and distribution of PO "Purneftegas" fields given in Table 1.3.1 is based on "SIBNIINP" data for volumes of 180mln.t oil production in 1995.

This alternative may be considered to be minimum.

Outside 1998, petroleum gas resourses from Purovsky field are assepted as per PO Purneftegas data.

905

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
1.Gas Resourses	4277	4576	5648	7325	8882	9309	10265,3	9986,5	8970,3	6861,8
including 1 stage separation	4076,5	4365,1	5428,6	7072,8	8581,4	8984	9927,6	9640,9	8663,1	6614,1
2 stage separation	33,8	36,5	37,9	42,8	49,7	54,8	51,2	53,5	52,3	39,7
end st. separation	166,7	174,4	181,5	209,4	250,9	270,2	286,5	292,1	254,9	208
2.Gas Production	2764	3026	3775	6775	8282	8905	9825	9553	8584	6582
including 1 stage separation	2764	2905,5	3665,1	6572,7	8035,2	8636,6	9538,5	9261	8331,1	6375,1
end st. separation		120,5	109,9	202,3	246,8	268,4	286,5	292	252,9	206,9
2.1.Gas supply for its own needs	232	263	327	370	443	483	626	603	542	415
including 1 stage separation	232	263	327	370	443	483	626	603	542	415
2.2.Technological loss during collection and transportation	28	32	33	68	90	94	115	114	101	77
including 1 stage separation	28	32	33	68	90	94	115	114	101	77
2.3.Gas supply for processing	2504	2731	3415	6337	7749	8328	9084	8836	7941	6090
including 1 stage separation	2504	2610,5	3305,1	6134,7	7502,2	8059,6	8797,5	8544	7688,1	5883,1

906

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
end st. separation		120,5	109,9	202,3	246,8	268,4	286,5	292	252,9	206,9
-Technological loss and own needs Compressor Station				125	231	287	125	231	287	125
including 1 stage separation				125	231	287	239	243	154	85
-Gas feed to GPP :	2504	2731	3415	6212	7518	8041	8845	8593	7787	6005
including 1 stage separation	2504	2610,5	3305,1	6009,7	7271,2	7772,6	8558,5	8301	7534,1	5798,1
end st. separation		120,5	109,9	202,3	246,8	268,4	286,5	292	252,9	206,9
Gubkinsky GPP	2504	2731	3415	4392	5378	4468	5011	4781	5517	4702
including 1 stage separation	2504	2610,5	3305,1	4246,7	5203,4	4359,5	4923,2	4692,2	5417,1	4590,2
end st. separation		120,5	109,9	145,3	174,6	108,5	87,8	84,8	99,9	111,8
Tarasovsky GPP				1820	2140	3573	3834	3812	2270	1303
including 1 stage separation				1763	2067,8	3413,1	3635,3	3604,8	2117	1207,9
end st. separation				57	72,2	159,9	198,7	207,2	153	95,1
3. Per sent of Use (%)	64,6	66	67	92	93	96	95	95	95	96
Komsomolskoye	543	641	1062	1886	2239	2058	3176	3087	2824	2265
including 1 stage separation	539	636	1053	1869	2214	2027	3141	3049	2773	2223

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2 stage separation	1	1	2	4	6	7	8	9	12	10
end st. separation	3	4	7	13	19	24	27	29	39	32
Gubkinskoye	41	133	215	279	319	314	171	178	98	64
including 1 stage separation	39,9	130,8	210,7	273,6	313,5	308,5	165,5	172,6	95,8	61,8
2 stage separation	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,4	0,2	0,2
end st. separation	1	2	4	5	5	5	5	5	2	2
Izvestinskoye	1	8	12	15	15	13	8	7	3	1
including 1 stage separation	1	7,8	11,8	14,6	14,6	12,6	7,8	6,8	2,9	1
2 stage separation				0,1	0,1	0,1				
end st. separation		0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	
Severo-Komsomolskoye		2	97	202	350	517	522	527	1924	689
including 1 stage separation		1,8	96	200,5	347	512	516	521	1913	683
2 stage separation		0,1	0,3	0,5	1	1	2	2	3	2
end st. separation		0,1	0,7	1	2	4	4	4	8	4

808

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Severo-Gubkinskoye		3	26	451	1350	1935	1614	1406	607	376
including 1 stage separation		2,7	23,8	428	1292	1864	1579	1372	589	365
2 stage separation			0,2	2	5	6	2	3	2	1
end st. separation		0,3	2	21	53	65	33	31	16	10
Prisklonovoye	5	39	59	54	41	36	31	26	16	8
including 1 stage separation	4,3	33	50	46	35	30	26	25	15	7
2 stage separation	0,1	1	1	1	1	1	1			
end st. separation	0,6	5	8	7	5	5	4	1	1	1
Additional supply							3	52	579	1793
including 1 stage separation							2,9	49,6	551	1728
2 stage separation								0,4	4	8
end st. separation							0,1	2	24	57
1.Gas Resourses	590	826	1471	2887	4314	4873	5525	5283	6051	5196
including 1 stage separation	584,2	812,1	1445,3	2831,7	4216,1	4754,1	5438,2	5196	5939,7	5068,8
2 stage separation	1,2	2,3	3,8	8	13,6	15,6	13,5	14,8	21,2	21,2

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
end st. separation	4,6	11,6	21,9	47,3	84,3	103,3	73,3	72,2	90,1	106
2.Gas Production	540	785	1397	2743	4141	4678	5304	5072	5809	4988
including 1 stage separation	540	785	1397	2695,7	4056,7	4574,7	5230,7	4999,8	5718,9	4882
end st. separation				47,3	84,3	103,3	73,3	72,2	90,1	106
2.1.Gas supply for its own needs	32	47	85	146	215	253	327	317	363	312
including 1 stage separation	32	47	85	146	215	253	327	317	363	312
2.2.Technological loss during collection and transportation	4	7	12	27	45	48	62	60	68	59
including 1 stage separation	4	7	12	27	45	48	62	60	68	59
2.3.Gas supply to Gubkinsky GPP	504	731	1300	2570	2606	2517	3366	3346	4795	4226
including 1 stage separation	504	731	1300	2522,7	2574,7	2478,7	3325,7	3304,8	4720,9	4130
end st. separation				47,3	31,3	38,3	40,3	41,2	74,1	96
2.4.Gas supply to Severo-Gubkinsky CS					1275	1860	1549	1349	583	391

910

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
including 1 stage separation					1222	1795	1516	1318	567	381
end st. separation					53	65	33	31	16	10
- technological loss and own needs CS					82	121	65	65	40	25
including 1 stage separation					82	121	65	65	40	25
- gas supply to Gubkinsky GPP					1193	1739	1484	1284	543	366
including 1 stage separation					1140	1674	1451	1253	527	356
end st. separation					53	65	33	31	16	10
3. Per sent of Use (%)	91	95	95	95	96	96	96	96	96	96
Barsukovsky group										
Barsukovskoye	1370	986	610	347	168	67	56	47	25	16
including 1 stage separation	1359	975	601	340	163	63	50	42	22,6	14,4
2 stage separation	5	5	4	3	2	2	1	1	0,4	0,2
end st. separation	6	6	5	4	3	2	5	4	2	1,4
Zapadno-Purpeiskoye	11	10	6	5	4	4	1,7	1,3	0,7	0,4

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
including 1 stage separation	10,6	9,7	5,7	4,9	3,9	3,9	1,7	1,3	0,7	0,4
2 stage separation	0,1	0,1	0,1							
end st. separation	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1				
Verkhne-Purpeiskoye	69	39	34	30	15	9	6	5	2,7	1,4
including 1 stage separation	67,9	38,1	33,1	29,3	14,3	8,5	5,3	4,4	2,4	1,3
2 stage separation	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	
end st. separation	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,5	0,4	0,2	0,1
Novo-Purpeiskoye	197	163	138	117	99	83	73	73	25	18
including 1 stage separation	188	155	131	112	94	79	69	70	23,6	16,7
2 stage separation	2	2	2	1	1	1	1	1	0,4	0,3
end st. separation	7	6	5	4	4	3	3	2	1	1
Meretojakhinskoye			3	13	45	74	50	46	40	14
including 1 stage separation			2,8	12,5	43,3	71	43	39	34	11,7
2 stage separation			0,1	0,3	1	2	1	1	1	0,3

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
end st. separation			0,1	0,2	0,7	1	6	6	5	2
Youjno-Tanlovskoye							0,2	1,2	90	32
including 1 stage separation							0,2	1,1	89,2	31,7
2 stage separation									0,2	0,1
end st. separation								0,1	0,6	0,2
Karasewskoye								0,2	0,9	0,4
including 1 stage separation								0,2	0,8	0,3
2 stage separation										
end st. separation									0,1	0,1
Additional supply								3	21	45
including 1 stage separation								2,9	20	43,8
2 stage separation									0,1	0,2
end st. separation								0,1	0,9	1
1.Gas Resourses	1647	1198	791	512	331	237	186,9	176,7	205,3	127,2

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
including 1 stage separation	1625,5	1177,8	773,6	498,7	318,5	225,4	169,2	160,9	193,3	120,3
2 stage separation	7,6	7,5	6,6	4,6	4,3	5,2	3,2	3,2	2,2	1,1
end st. separation	13,9	12,7	10,8	8,7	8,2	6,4	14,5	12,6	9,8	5,8
2.Gas Production	1101	1079	751	492	318	227	178	168	197	122
including 1 stage separation	1101	1071,5	744,4	487,4	313,7	221,8	163,5	155,4	187,2	116,2
end st. separation		7,5	6,6	4,6	4,3	5,2	14,5	12,6	9,8	5,8
2.1.Gas supply for its own needs	89	69	46	26	17	13	15	15	16	11
including 1 stage separation	89	69	46	26	17	13	15	15	16	11
2.2.Technological loss during collection and transportation	12	10	7	5	3	2	2	2	2	1
including 1 stage separation	12	10	7	5	3	2	2	2	2	1
2.3.Gas supply to Gubkinsky GPP	1000	1000	698	461	298	212	161	151	179	110
including 1 stage separation	1000	992,5	691,4	456,4	293,7	206,8	146,5	138,4	169,2	104,2
end st. separation		7,5	6,6	4,6	4,3	5,2	14,5	12,6	9,8	5,8
3. Per sent of Use (%)	67	90	95	96	96	96	95	95	96	96

914

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Gubkinsky GPP, All Total										
1.Gas Resourses	2237	2024	2262	3399	4645	5110	5711,9	5459,7	6256,3	5323,2
including 1 stage separation	2209,7	1989,9	2218,9	3330,4	4534,6	4979,5	5607,4	5356,9	6133	5189,1
2 stage separation	8,8	9,8	10,4	12,6	17,9	20,8	16,7	18	23,4	22,3
end st. separation	18,5	24,3	32,7	56	92,5	109,7	87,8	84,8	99,9	111,8
2.Gas Production	1641	1864	2148	3235	4459	4905	5482	5240	6006	5110
including 1 stage separation	1641	1856,5	2141,4	3183,1	4370,4	4796,5	5394,2	5155,2	5906,1	4998,2
end st. separation		7,5	6,6	51,9	88,6	108,5	87,8	84,8	99,9	111,8
2.1.Gas supply for its own needs	121	116	131	172	232	266	342	332	379	323
including 1 stage separation	121	116	131	172	232	266	342	332	379	323
2.2.Technological loss during collection and transportation	16	17	19	32	48	50	64	62	70	60
including 1 stage separation	16	17	19	32	48	50	64	62	70	60

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2.3.Gas supply to processing										
	1504	1731	1998	3031	4179	4589	5076	4846	5557	4727
including 1 stage separation	1504	1723,5	1991,4	2979,1	4090,4	4480,5	4988,2	4761,2	5457,1	4615,2
end st. separation		7,5	6,6	51,9	88,6	108,5	87,8	84,8	99,9	111,8
- technological loss and own					82	121	65	65	40	25
needs CS					82	121	65	65	40	25
including 1 stage separation	1504	1731	1998	3031	4097	4468	5011	4781	5517	4702
- gas supply to GPP	1504	1723,5	1991,4	2979,1	4008,4	4359,5	4923,2	4696,2	5417,1	4590,2
including 1 stage separation		7,5	6,6	51,9	88,6	108,5	87,8	84,8	99,9	111,8
end st. separation	73,3	92	95	95	96	96	96	96	96	96
3. Per sent of Use (%)										
Additional supply to Gubkinsky										
GPP with Tarasovsky field	1000	1000	1417	1361	1281					
Gubkinsky GPP, Total	2504	2731	3415	4392	5378	4468	5011	4781	5517	4702
Tarasovskoye	1600	1600	1580	1480	1384	1291	1443	1329	611	295

916

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
including 1 stage separation	1455	1470	1466	1379	1292	1210	1367	1266	562	257
2 stage separation	19	17	15	13	12	11	10	8	7	5
end st. separation	126	113	99	88	80	70	66	55	42	33
Severo-Tarasovskoye	1	12	19	23	23	20	13	11	5	2
including 1 stage separation	0,8	8,7	14,5	17,4	17,4	15,5	10,7	9,8	4,2	1,7
2 stage separation		0,3	0,5	0,6	0,6	0,5	0,3	0,2	0,1	0
end st. separation	0,2	3	4	5	5	4	2	1	0,7	0,3
Ust-Harampurskoye		1	3	4	7	9	10	9	7	5
including 1 stage separation		0,9	2,7	3,6	6,1	7,9	8,8	7,9	6	4,2
2 stage separation					0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
end st. separation		0,1	0,3	0,4	0,8	1	1	1	0,9	0,7
Tapskoye						1	11	20	9	4
including 1 stage separation						0,8	9,3	16,6	7,6	3,3
2 stage separation							0,2	0,4	0,2	0,1
end st. separation						0,2	1,5	3	1,2	0,6
Severo-Aivasedopurovskoye			2	3	4	4	3	2	0,8	0,4

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
including 1 stage separation			2	3	3,8	3,8	2,5	1,7	0,7	0,3
2 stage separation					0,1	0,1	0,1	0	0	0
end st. separation					0,1	0,1	0,4	0,3	0,1	0,1
Zapadno-Tarkosalinskoye				2	5	7	5	5	3	2
including 1 stage separation				1,9	4,8	6,8	3,7	3,7	2	1,5
2 stage separation				0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,2	0,1
end st. separation					0,1	0,1	1	1	0,8	0,4
Zapadno-Harampurskoye							7	7	3	2
including 1 stage separation							6,3	6,3	2,7	1,9
2 stage separation							0,1	0,1	0,1	0
end st. separation							0,6	0,6	0,2	0,1
Additional Gas deposits							1	21	79	181
including 1 stage separation							0,9	20	75,5	174

918

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2 stage separation							0	0,1	0,5	1
end st. separation							0,1	0,9	3	6
1.Gas Resourses	1601	1613	1604	1512	1423	1332	1493	1404	717,8	491,4
including 1 stage separation	1455,8	1479,6	1485,2	1404,9	1324,1	1244,8	1409,2	1332	660,7	443,9
2 stage separation	19	17,3	15,5	13,7	12,9	11,8	11,2	9,2	8,2	6,3
end st. separation	126,2	116,1	103,3	93,4	86	75,4	72,6	62,8	48,9	41,2
2.Gas Production	1099	1108	1524	1451	1366	1278	1433	1352	689	472
including 1 stage separation	1099	995	1420,7	1357,6	1280	1202,8	1360,4	1289,2	640,1	430,8
end st. separation		113	103,3	93,4	86	75,2	72,6	62,8	48,9	41,2
2.1.Gas supply for its own needs	87	93	93	76	71	69	89	84	43	29
including 1 stage separation	87	93	93	76	71	69	89	84	43	29
2.2.Technological loss during collection and transportation	12	15	14	14	14	14	17	16	8	5
including 1 stage separation	12	5	14	14	14	14	17	16	8	5
2.3.Gas supply to GPP	1000	1000	1417	1361	1281	1195	1327	1252	638	438
including 1 stage separation	1000	887	1313,7	1267,6	1195	1119,8	1254,4	1189,2	589,1	396,8

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
end st. separation		113	103,3	93,4	86	75,2	72,6	62,8	48,9	41,2
- Gubkinsky GPP, Total	1000	1000	1417	1361	1281	0	0	0	0	
including 1 stage separation	1000	887	1313,7	1267,6	1195	1119,8	0	0	0	0
end st. separation		113	103,3	93,4	86	75,2	0	0	0	0
- Tarasovsky GPP, Total						1195	1327	1252	638	438
including 1 stage separation						1119,8	1254,4	1189,2	589,1	396,8
end st. separation						75,2	72,6	62,8	48,9	41,2
3. Per sent of Use (%)	69	69	95	96	96	96	96	96	96	96
HARAMPURSKY Compressor Station										
Harampurskoye	439	907	1383	1455	1381	1133	896	655	177	94
including 1 stage separation	411	866	1340	1410	1340	1096	865	629	163	86
2 stage separation	6	9	9	10	9	8	7	6	3	2
end st. separation	22	32	34	35	32	29	24	20	11	6
Festivalnoye			1	10	66	114	105	100	63	36
including 1 stage separation			0,9	9	60	102	99	94	57	32
2 stage separation				0,2	1	3	1	1	1	1
end st. separation			0,1	0,8	5	9	5	5	5	3

016

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Youjno-Harampurskoye		32	395	923	1259	1357	1410	1346	520	235
including 1 stage separation		29,6	381	896	1227	1322	1342	1278	478	216
2 stage separation		0,4	3	6	7	8	9	9	6	3
end st. separation		2	11	21	25	27	59	59	36	16
Youjno-Tarkosalinskoye							18	29	19	0,7
including 1 stage separation							15,7	25,5	16,7	0,6
2 stage separation							0,3	0,5	0,3	
end st. separation							2	3	2	0,1
Sredne-Harampurskoye				1	7	12	51	47	17	3
including 1 stage separation				0,9	6,4	10,7	49,7	45,7	16,3	2,6
2 stage separation					0,1	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1
end st. separation				0,1	0,5	1	1	1	0,5	0,3
Tekto-Harampurskoye				2	11	18	60	45	4	2
including 1 stage separation				1,9	9,8	16,6	58,6	43,7	3,4	1,7
2 stage separation					0,2	0,4	0,4	0,3	0,1	0,1
end st. separation				0,1	1	1	1	1	0,5	0,2

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Akaitamskoye								4,2	300	51
including 1 stage separation								4,2	297,4	50
2 stage separation									0,6	0,2
end st. separation									2	0,8
Severno-Iokhturskoye						2	2	0,7	0,3	
including 1 stage separation						1,7	1,7	0,6	0,3	
end st. separation						0,3	0,3	0,1		
Holmistoye					4	34	77	38	14	
including 1 stage separation					3,5	31,6	71	31	11,7	
2 stage separation					0,1	0,4	1	1	0,3	
end st. separation					0,4	2	5	6	2	
Ravninnoye				9	43	46	49	24	7	
including 1 stage separation				8,5	40,7	41	41	20,5	5,8	
2 stage separation				0,1	0,3	1	1	0,5	0,2	
end st. separation				0,4	2	4	7	3	1	
Additional Gas deposits						2	35	98	217	

116

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
including 1 stage separation						1,9	33,8	93	209	
2 stage separation							0,2	1	1	
end st. separation						0,1	1	4	7	
1.Gas Resourses	439	939	1779	2391	2733	2681	2624	2389,5	1260,7	660
including 1 stage separation	411	895,6	1721,9	2317,8	2651,7	2591,5	2506,2	2267,6	1176,9	615,7
2 stage separation	6	9,4	12	16,2	17,4	20,1	19,4	19,6	13,7	7,9
end st. separation	22	34	45,1	57	63,9	69,4	98,4	102,3	70,1	36,4
2.Gas Production	24	54	103	2088	2381	2547	2495	2266	1198	634
including 1 stage separation	24	54	103	2031	2317,1	2477,6	2396,6	2163,7	1127,9	597,6
end st. separation				57	63,9	69,4	98,4	102,3	70,1	36,4
2.1.Gas supply for its own needs	24	54	103	121	136	139	157	143	76	40
includin 1 stage separation	24	54	103	121	136	139	157	143	76	40
2.2.Technological loss during collection and transportation				22	28	28	29	27	14	7
including 1 stage separation				22	28	28	29	27	14	7

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2.3.Gas feed to CS				1945	2217	2380	2309	2096	1108	587
including 1 stage separation				1888	2153,1	2310,6	2210,6	1993,7	1037,9	550,6
end st. separation				57	63,9	69,4	98,4	102,3	70,1	36,4
-Technological loss and own needs Compressor Station				125	144	155	150	136	72	38
including 1 stage separation				125	144	155	150	136	72	38
-Gas feed to Tarasovsky GPP:				1820	2073	2225	2159	1960	1036	549
including 1 stage separation				1763	2009,1	2155,6	2060,6	1857,7	965,9	512,6
end st. separation				57	63,9	69,4	98,4	102,3	70,1	36,4
3. Per sent of Use (%)	5	6	6	87	87	95	95	95	95	96
CHASELSKY Compressor Station										
Kinskoye				8	41	84	116	190	77	45
including 1 stage separation				6,9	36	75	99	163	64	37
2 stage separation				0,1	1	1	2	4	2	1
end st. separation				1	4	8	15	23	11	7
Ust-Chaselskoye					11	55	58	120	154	56

946

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
including 1 stage separation					10,7	53,8	55,8	116,6	151,7	54,9
2 stage separation						0,2	0,2	0,4	0,3	0,1
end st. separation					0,3	1	2	3	2	1
Chatilkinskoye							4	34	40	3
including 1 stage separation							3,8	32,8	37,7	2,4
2 stage separation								0,2	0,3	0,1
end st. separation							0,2	1	2	0,5
Verhne-Chaselskoye						1	9	21	67	30
including 1 stage separation						0,9	8,5	19,9	63,5	28,8
2 stage separation							0,1	0,1	0,5	0,2
end st. separation						0,1	0,4	1	3	1
Novo-Chaselskoye						1	25	45	7	3
including 1 stage separation						0,9	24,2	43,8	6,3	2,7
2 stage separation							0,1	0,2	0,1	
end st. separation						0,1	0,7	1	0,6	0,3
Chernichnoye								0,2	22	5
including 1 stage separation								0,2	18	3,7

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2 stage separation									1	0,3
end st. separation									3	1
Additional Gas deposits								7	43	81
including 1 stage separation								6,7	40,7	77,6
2 stage separation									0,3	0,4
end st. separation								0,3	2	3
1.Gas Resourses				8	52	141	212	417,2	410	223
including 1 stage separation				6,9	46,7	130,6	191,3	383	381,9	207,1
2 stage separation				0,1	1	1,2	2,4	4,9	4,5	2,1
end st. separation				1	4,3	9,2	18,3	29,3	23,6	13,8
2.Gas Production					50	137	203	396	394	214
including 1 stage separation					45,7	127,8	184,7	366,7	370,4	200,2
end st. separation					4,3	9,2	18,3	29,3	23,6	13,8
2.1.Gas supply for its										
own needs					2	8	25	25	25	14
includin 1 stage separation					2	8	25	25	25	14
2.2.Technological loss during										

906

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
collection and transportation						2	2	5	5	3
including 1 stage separation						2	2	5	5	3
2.3.Gas feed to CS					48	127	176	366	364	197
including 1 stage separation					43,7	117,8	157,7	336,7	340,4	183,2
end st. separation					4,3	9,2	18,3	29,3	23,6	13,8
-Technological loss and own needs Compressor Station					3	8	11	24	24	13
including 1 stage separation					3	8	11			
-Gas feed to Tarasovsky GPP:					45	119	165	342	340	184
including 1 stage separation					40,7	109,8	146,7	312,7	316,4	170,2
end st. separation					4,3	9,2	18,3	29,3	23,6	13,8
3. Per sent of Use (%)					96	97	96	95	96	96
VOSTOCHNO-TARKOSALINSKY Compressor Station										
Vostochno-Tarkosalinskoye			3	15	27	40	190	245	194	76
including 1 stage separation			2,6	12,8	22,7	33,5	181	234	187,4	74,9
2 stage separation				0,2	0,3	0,5	1	1	0,6	0,1

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
end st. separation			0,4	2	4	6	8	10	6	1
Youjno-Pyreinoye							16,8	27,6	17,8	8,4
including 1 stage separation							15,6	25,6	16,5	7,8
2 stage separation							0,4	0,6	0,4	0,2
end st. separation							0,8	1,4	0,9	0,4
Dobrovolskoye								1,7	6	0,7
including 1 stage separation								1,7	5,6	0,5
2 stage separation									0,2	0,1
end st. separation									0,2	0,1
Youmantilskoye						1	16	32	11	6
including 1 stage separation						0,9	15,3	30,8	10,4	5,8
2 stage separation							0,1	0,2	0,1	
end st. separation						0,1	0,6	1	0,5	0,2
Khancheiskoye								4	61	25
including 1 stage separation								3,8	58,5	23,8
2 stage separation									0,5	0,2
end st. separation								0,2	2	1

9928

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Additional Gas deposits								4	20	42
including 1 stage separation								3,8	19,1	40,8
2 stage separation									0,1	0,2
end st. separation								0,2	0,8	1
1.Gas Resourses			3	15	27	41	222,8	314,3	309,8	158,1
including 1 stage separation			2,6	12,8	22,7	34,4	211,9	299,7	297,5	153,6
2 stage separation				0,2	0,3	0,5	1,5	1,8	1,9	0,8
end st. separation			0,4	2	4	6,1	9,4	12,8	10,4	3,7
2.Gas Production				1	26	39	212	299	297	152
including 1 stage separation				1	22	32,9	202,6	286,2	286,6	148,3
end st. separation					4	6,1	9,4	12,8	10,4	3,7
2.1.Gas supply for its										
own needs				1	2	2	13	19	19	9
includin 1 stage separation				1	2	2	13	19	19	9
2.2.Technological loss during										
collection and transportation					1	1	3	4	4	2

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
including 1 stage separation					1	1	3	4	4	2
2.3.Gas feed to CS					23	36	196	276	274	141
including 1 stage separation					19	29,9	186,6	263,2	263,6	137,3
end st. separation					4	6,1	9,4	12,8	10,4	3,7
-Technological loss and own needs Compressor Station					1	2	13	18	18	9
including 1 stage separation					1	2	13	18	18	9
-Gas feed to GPP :					22	34	183	258	256	132
including 1 stage separation					18	27,9	173,6	245,2	245,6	128,3
end st. separation					4	6,1	9,4	12,8	10,4	3,7
3. Per sent of Use (%)				7	95	95	95	95	96	96
Tarasovsky GPP, ALL TOTAL										
1.Gas Resourses	2040	2552	3386	3926	4235	4195	4551,8	4525	2698,3	1532,5
including 1 stage separation	1866,8	2375,2	3209,7	3742,4	4045,2	4001,3	4318,6	4282,3	2517	1420,3
2 stage separation	25	26,7	27,5	30,2	31,6	33,6	34,5	35,5	28,3	17,1
end st. separation	148,2	150,1	148,8	153,4	158,2	160,1	198,7	207,2	153	95,1
2.Gas Production	1123	1162	1627	3540	3823	4000	4343	4313	2578	1472

030

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
including 1 stage separation	1123	1049	1523,7	3389,6	3664,8	3840,1	4144,3	4105,8	2425	1376,9
end st. separation		113	103,3	150,4	158,2	159,9	198,7	207,2	153	95,1
2.1.Gas supply for its										
own needs	111	147	196	198	211	217	284	271	163	92
includin 1 stage separation	111	147	196	198	211	217	284	271	163	92
2.2.Technological loss during										
collection and transportation	12	15	14	36	42	44	51	52	31	17
including 1 stage separation	12	15	14	36	42	44	51	52	31	17
2.3.Gas feed to processing										
including 1 stage separation	1000	887	1313,7	3155,6	3411,8	3579,1	3809,3	3782,8	2231	1267,9
end st. separation		113	103,3	150,4	158,2	159,9	198,7	207,2	153	95,1
-Technological loss and				125	149	166	174	178	114	60
own needs Compressor Station										
including 1 stage separation				125	149	166	174	178	114	60
-Gas feed to GPP :	1000	1000	1417	3181	3421	3573	3834	3812	2270	1303
including 1 stage separation	1000	887	1313,7	3030,6	3262,8	3413,1	3635,3	3604,2	2117	1207,9

Continue table 1.3.1

BALANSE OF GAS PRODUCTION AND DISTRIBUTION FOR "PURNEFTEGAZ"

Descriptions	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
end st. separation		113	103,3	150,4	158,2	159,9	198,7	207,2	153	95,1
Gubkinsky GPP, total	1000	1000	1417	1361	1281					
including 1 stage separation	1000	887	1313,7	1267,6	1195					
end st. separation		113	103,3	93,4	86					
Tarasovsky GPP, total				1820	2140	3573	3834	3812	2270	1303
including 1 stage separation				1763	2067,8	3413,1	3635,3	3604,2	2117	1207,9
end st. separation				57	72,2	159,9	198,7	207,2	153	95,1
3. Per sent of Use (%)	55	45	48	90	90	95	95	95	96	96

0752

1.4. Proposals on additional loading of GPP and CS with cap and stratum gas of oil and gas fields.

In para 1.3 the balance of petroleum gas production and distribution for minimum alternative is considered. This balance shows that in 1998 there will be possible to supply to GPP for processing 8 billion m3/y of gas from PO "Purneftegas" fields. It follows that it is reasonable to develop in this region gas processing capacities up to 8 billion m3/y.

However, there is a certain concern about the duration of full feed stock loading both at gas processing plants in operation and at those being newly developed, as it took place in other regions of West Syberia (Nizhnevartovsky GPP, Varjegansky GPP).

It should be noted that fields of Purovsky region differ from those of the Middle New Ob district of Tyumen region. All these fields are in particular oil-gas-condensate and strata.

Nowadays only oil strata containing oil fringes with gas cap are under development.

Gas-condensate reservoirs without oil fringes are not developing nowadways. Their putting into operation is not considered till 2000.

Free residue gas reservoirs of Senomanian deposits are at the balance of "Purneftegas" and are also not under development nowadays, their putting into operation till 2000 is not considered.

According to "SIBNIINP" evaluation of maximum levels on production of free gas and gas of gas-condensate reservoirs and gas caps, the potential possibilities of production in Purovsky region may make up 160-170 billion m3/y. (Para.1.1,1.2).

In case free gas contains only methane in its composition and may be immediately transported to gas pipeline of "Gasprom", gas from gas-condensate reservoirs and gas caps in terms of its characteristics is on a par with petroleum gas and may serve as an additional feed stock for GPPs.

Therefore, if necessary, it may be always possible to use additional loadings of gas processing facilities of Gubkinsky GPP

933

with gas of gas caps and gas-condensate reservoirs from North-Gubkinsky fields, and for Tarasovsky GPP - with gas of similar reservoirs of Tarasovsky, South-Kharampursky and East-Tarkosalinsky fields.

For the period till 1998, taking into account the accepted commissioning date of gas processing capacities, the measures on their additional loadings with feed stock are not required.

Outside 2000, taking into account the given alternative of petroleum gas resourses distribution for additional capacities of Tarasovsky GPP, the following volumes of gas are requred (in mln.m3).

2001	2005	2010
626	2141	3152

1.5. Determination of raw material composition supplied to facilities using oil gas

Raw material compositions supplied to facilities using oil gas of Purovsky region were calculated taking into account the following parameters:

1. Annual gas supply quantities from each field with reference to commissioning dates for gas collecting networks and interfield gas stations for the gas of end separation stages and other facilities for field development.

2.Losses of liquid hydrocarbons C3+ during field gas gathering into gas pipeline and gas gathering networks.

3.Losses of liquid hydrocarbons C3+ on additional gas separation units located at GPP inlet.

4.Losses of liquid hydrocarbons C3+ during gas compression at CS.

5.Gas composition calculation does not include gases of the 2nd separation stage which are mainly burnt at flares as they have pressure lower than gas pressure of the Ist separation stage gas and very small quantity (2-3% from gas quantity of the Ist separation stage).

6.Gas of end separation stages produced by oil treatment at Central Gathering Stations for oil after putting into operation special compressor stations for gas of final separation stages are also included into raw material composition calculation, which is supposed to be supplied to facilities using gas of Purovsky region.

In the Table 1.5.1 quantities and compositions of raw material supplied to facilities using gas of Purovsky region and C3+ accepted during LH broad cut calculation, are given

935

Table 1.5.1

Indices	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Gubkinsky GPP										
-gas supply,MMm3	2504	2731	3415	4392	5378	4468	4280	4280	4280	4280
- C3+, kg/m3	190	190	190	195	200	182	173	164	155	179
Tarasovsky GPP										
-gas supply,MMm3	-	-	-	1820	2140	3573	4280	4280	4280	4280
- C3+, kg/m3	-	-	-	320	320	320	317	318	310	321

Table 1.5.2 shows raw materials composition by gas using facilities.

Table 1.5.2

Compossition of raw materials, supplied to gas using facilities of Purovsky region

(% mol.)

Components	Gubkinsky GPP			Tarasovsky GPP			Kharampursky CS		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010	2000	2005	2010
CO2	0.141	0.135	0.142	0.224	0.191	0.191	0.306	0.239	0.235
N2	1.000	0.944	0.958	0.898	0.893	0.890	0.877	0.903	0.898
He	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
H2S	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
C1	86.656	86.669	84.643	73.010	75.092	74.220	68.528	72.569	72.171
C2	4.822	5.145	5.967	10.707	9.408	9.730	13.228	10.726	11.029
C3	3.983	4.099	5.028	9.318	8.587	9.029	10.793	9.392	9.721
iC4	0.838	0.803	0.898	1.679	1.647	1.700	1.741	1.663	1.638
nC4	1.474	1.265	1.395	2.686	2.644	2.679	2.968	2.872	2.758
iC5	0.343	0.308	0.328	0.520	0.541	0.558	0.531	0.554	0.533
nC5	0.351	0.297	0.301	0.495	0.511	0.514	0.539	0.561	0.525
C6+в	0.392	0.335	0.340	0.463	0.486	0.489	0.489	0.521	0.492
кг/м3	0.817	0.811	0.832	0.959	0.943	0.952	1.000	0.967	0.968
C3+в г/м3	164	155	179	323	310	321	361	333.9	334

937

3. New Construction.

In order to use oil gas resources of "Purneftegas" oil fields, it is necessary to build a number of installations.

All these installations have been included into "The Pragram of Oil Gas Use from Western Siberia Oil Fields During 1993-1996", which had been approved by Mr.Chernomirdin in 1992.

Part of these installations intended for the construction has been started already, but due to the lack of capital, the construction has been stopped. These include the following: Gubkinskyi GPP, Kharampurskaja CS with discharge gas pipeline, Barsukovskaja CS, compressor stations for final separation stage gas, etc..

Due to the absence of the product pipeline, the process lines of Gubkinskyi GPP are not constructed.

In the Table 3.1 there is the List of installations for oil gas resources use of PO"Purneftegas" to be constructed till 2010.

The schedule for these facilities design and put into operation consideres standard periods for the design and construction as well as the availability of oil gas.

Table 3.1

Planned Put into Operation of New Installations for Oil Gas Resources Use from PO"Purneftegas" Oil Fields.

Installations	Capacity, mln m3 or length,km	Year
GPP:		
Gubkinskyi No.2		
1-st stage,processing	1070	1993
2-nd stage,processing	1070	1994
Gubkinskyi Nos.3,4		
3-d stage,compression	1070	1994
3-d stage,processing	1070	1995
4-th stage,compression	1070	1995
4-th stage,processing	1070	1996
Tarasovskyi		
1-st stage, compression + processing	2140	1995
2-nd stage, compression + processing	2140	1997
Compressor Stations for 1-st stage gas separation:		
Kharampurskaja	2000	1995
CS at East-Tarkosalinskaja group of oil fields	1500	1996
North-Gubkinskaja	2000	1996
CS at Chaselskaja group of oil fields	500	1997
Compressor stations for final separation stages gas transportation		
Kharampurskaja at CGS		
1-st stage	50	1994
2-nd stage	50	1996
Gubkinskaja at CGS	25	1994
North-Gubkinskaja at CGS	50	1995
Chaselskaja	50	1997
East-Tarkosalinskaja	25	1998

939

continue table 3.1

Installations	Capacity, mln m3 or length,km	Year
High Pressure Pipelines		
Kharampurskaja CS -		
Gubkinskyi GPP:	186.4	1994
Diam. 530	120	
Diam. 720	66.4	
CS for East-Tarkosalinskaja group of oil fields -		
Tarasovskyi GPP, diam.720	165	1996
North-Gubkinskaja CS - Gubkinskyi GPP,		
diam.720	100	1996
CS for Chaselskaja group of oil fields - Tarasovskyi GPP,		
diam. 530	230	1997
Stripped Gas Pipelines		
Gubkinskyi GPP - tie-in to Urengoi-Cheljabinsk, pipeline, 2-nd train,		
diam. 530	18	1993
Tarasovskyi GPP - tie-in to Urengoi-Cheliabinsk pipeline,		
diam. 720	45	1995
Product pipelines		
Gubkinskyi GPP - South-Balikskyi GPP,		
diam. 530	861	1994
Tarasovskyi GPP - Gubkinskyi GPP,		
diam. 530	65	1995
Pipelines between oil fields		
Diam. 159	48	1997
Diam. 159	29	1999
Diam. 219	30	1998
Diam. 219	109	2000
Diam. 273	25	1994
Diam. 273	46	1999
Diam. 273	30	2004
Diam. 325	20	1995
Diam. 325	29	1997
Diam. 325	20	2000
Diam. 325	40	2002
Diam. 426	25	1998
Diam. 426	30	2000
Diam. 426	40	2002
Diam. 530	33	1995
Diam. 720	22.5	1994
Diam. 720	60	2000
Diam. 1020	41	1994
Ejection Units	3 pcs.	2001

940

4. Commercial Product from GPP of Pur Region.

The Consumers of oilgas at the oil fields of PO "Purneftegas" are: Booster Pump Station Boiler Houses, Central Gathering Stations, Heaters of Water Disposal Units and a part of raw gas is used for the needs of Gubkinskyi settlement.

Commecial product namely stripped gas, downstream GPP is delivered to the main gas pipeline Urengoi-Cheljabinsk.

Within the period of 1993 to 2010 the volume of dry stripped gas delivered to the gas pipeline Urengoi-Cheljabinsk from Pur region GPP could be as follows:

Mln.m3

1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2403	2510	3051	5325	6261	6665	7700	7519	7893	7147

including:
from Gubkinskyi GPP

1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2403	2510	3051	3860	4554	3811	4294	4114	4603	3876

from Tarasovskyi GPP

1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
-	-	-	1465	1707	2854	3406	3405	3290	3271

At present, due to the absence of product pipeline and process lines of 1-st and 2-nd stages, Gubkinskyi GPP operates as a compressor station.

It receives raw oil gas, dries it and compressed it in order to deliver it it to main gas pipeline Urengoi-Cheljabinsk.

The actual composition of the compressed gas delivered from Gubkiskyi GPP to main gas pipeline Urengoi-Cheljabinsk is given below:

		Weight %
CO2	-	0.57
N2	-	1.17
C1	-	73.27
C2	-	7.16
C3	-	8.1
i-C4	-	2.89
n-C4	-	3.42
i-C5	-	1.44
n-C5	-	1.03
C6+	-	0.95
kg/m3	-	0/808
20		
C3+,gr/m3	-	144

At present, gas from Komsomolskoje oil field and first separation stage gas from Tarasovskoje oil field are delivered to Gubkinskyi oil field.

941

GAS RESOURCES DATA-BOOK 2

(RUSSIAN VERSION)

9/2

КНИГА 2

СОДЕРЖАНИЕ

1. Объемы производства и поставок ШФЛУ в Тюменской области 2

2. Схема сбора и транспорта ШФЛУ в Западной Сибири 8
   2.2. Метеорологические и климатические условия 10
   2.3. Описание трубопровода Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ 17
   2.4. Технико-экономические показатели транспорта ШФЛУ по железной дороге 30
   2.5. Баланс производства и распределения ШФЛУ Западной Сибири 35
   2.6. Цены на ШФЛУ и пропан 40
   2.7. Обемы производства и распределения товарного газа ГПЗ и КС Тюменской области 41

3. Новое строительство 49

4. Экология 50

5. Экономика 58

1. ОБЪЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОСТАВОК ШФЛУ В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Основными производителями ШФЛУ в Тюменской области являются газоперерабатывающие заводы ПО "Сибнефтегазпереработка". Кроме того, на ряде компрессорных станций, подающих газ на внешний транспорт, планируется строительство установок подготовки газа, на которых также намечено производство ШФЛУ. Расчетные объемы производства ШФЛУ на предприятиях Сибнефтегазпереработки определены на период до 2000 года в двух вариантах:

min вариант - рассчитан под потенциальную возможность производства ШФЛУ на ГПЗ и КС по минимальному варианту добычи нефти 180 млн.т в 1995 году в Тюменской области;

max вариант - рассчитан под потенциальную возможность производства ШФЛУ на ГПЗ и КС при условии проведения мероприятий по дозагрузке сырьем простаивающих и недозагруженных мощностей ГПЗ.

Причем расчет производства ШФЛУ выполнен не с учетом наличия продуктопровода, а с учетом потенциально-возможного производства этого вида продукции исходя из планируемых сроков ввода в эксплуатацию мощностей по переработке газа, объемов поставки на эти мощности сырья и качественных характеристик этого сырья.

В целом на ГПЗ и КС возможно произвести следующие объемы ШФЛУ с учетом вышеназванных условий (таблицы 1.1, 1.2):

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970
max	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390

в том числе:

- на ГПЗ:

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346
max	5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060

- на КС:

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	30	32	558	664	649	628	624
max	17	18	590	1085	1202	1297	1330

В Тюменской области, помимо предприятий Сибнефтегазпереработки, ШФЛУ производится также на Сургутском заводе стабилизации конденсата (концерн "Газпром"). Общий объем ШФЛУ, получаемой на Сургутском заводе стабилизации конденсата, на период до 2000 года может составить:

тыс.т

1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
1000	1100	1100	1065	1030	995	960

944

Таким образом, в Тюменской области потенциально-возможные объемы производства ШФЛУ на предприятиях Сибнефтегазпереработки и концерна "Газпром" на период до 2000 года составят (таблица 1.3):

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930
max	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350

в том числе на предприятиях, поставляющих ШФЛУ в район Южного Балыка, эти объемы будут:

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	4673	4896	6169	6744	6814	6602	6418
max	5929	6763	7990	8988	9672	9733	9816

Транспорт ШФЛУ в район Южного Балыка со всех действующих газоперерабатывающих заводов, кроме Сургутского, Красноленинского ГПЗ, Правдинской и Федоровской КС, планируется по проектируемому продуктопроводу Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ. Из Сургутского района ШФЛУ транспортируется по существующему продуктопроводу Сургутский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ. ШФЛУ с Красноленинского ГПЗ в район Южного Балыка не транспортируется.

На рисунках 1 и 2 подробно представлены расчетные объемы поставок ШФЛУ с ГПЗ и КС по продуктопроводу Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ.

На рисунке 1 приведены расчетные объемы поставок ШФЛУ по минимальному варианту.

Как видно из рис.1, объемы поставки ШФЛУ по продуктопроводу в район Южно-Балыкского ГПЗ, за вычетом ее отбора на Ноябрьский завод моторных топлив и собственные нужды Сибнефтегазпереработки, по годам могут составить:

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	2000г.
min	2416	2156	2827	3368	3025	2899

Общее количество ШФЛУ на станции Пытьях с учетом ШФЛУ Южно-Балыкского ГПЗ по этому минимальному варианту определяется в следующем объеме:

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	2000г.
min	2675	2388	3113	3708	3419	3216

На рисунке 2 приведены расчетные объемы поставок ШФЛУ по продуктопроводу в район Южно-Балыкского ГПЗ по максимальному варианту. Возможные объемы поставок ШФЛУ по продуктопроводу Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ по годам составят (рис.2):

945

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	2000г.
max	3438	3778	4433	4985	5696	5860

Общее количество ШФЛУ с учетом Южно-Балыкского ГПЗ в районе ж/д станции Пытьях может по max варианту составить:

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	2000г.
max	3795	4125	4810	5392	6133	6372

Таким образом, по продуктопроводу Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ возможные объемы поставок ШФЛУ по минимальному и максимальному вариантам могут составить:

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	2000г.
min	2416	2156	2827	3368	3025	2899
max	3438	3778	4433	4985	5696	5860

С учетом ШФЛУ производимой Южно-Балыкским ГПЗ общее количество ШФЛУ транспортируемое в район ж/д станции Пытьях будет равно:

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	2000г.
min	2675	2388	3113	3708	3419	3216
max	3795	4125	4810	5392	6133	6372

946

Таблица 1.1

Расчетные потенциально-возможные объемы производства ШФЛУ на ГПЗ и КС Тюменской области

(min вариант)

тыс.т

Наименование	Годы						
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ГПЗ								
Нижневартовский		530	512	478	454	420	392	356
Белозерный		898	837	811	785	759	713	687
Варьеганский		252	242	224	206	188	154	131
Сургутский		874	916	916	916	916	813	813
Южно-Балыкский		259	232	286	340	394	317	317
Локосовский		420	442	408	374	340	300	267
Муравленковский		244	228	341	350	350	360	367
Губкинский		172	355	552	974	748	681	645
Тарасовский		-	-	495	616	1020	1249	1251
Красноленинский		270	427	496	506	516	522	512
ИТОГО:		3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346
КС								
Правдинская		30	32	11	11	11	8	8
Вынгапуровская		-	-	143	139	127	124	120
Федоровская		-	-	404	419	413	396	396
Бахиловская		-	-	-	95	98	100	100
ИТОГО:		30	32	558	664	649	628	624
Производство,всего:		3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970

Таблица 1.2

Расчетные потенциально-возможные объемы производства ШФЛУ на ГПЗ и КС Тюменской области

(max вариант)

тыс.т

Наименование	Годы						
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ГПЗ								
Нижневартовский		1253	1630	1605	1580	1554	1529	1495
Белозерный		1221	1187	1116	1229	1250	1271	1350
Варьеганский		232	285	285	285	285	285	390
Сургутский		1017	1060	1008	1008	1008	1008	988
Южно-Балыкский		357	347	377	407	437	467	512
Локосовский		389	417	401	385	370	354	332
Муравленковский		244	348	461	470	470	480	487
Губкинский		199	371	552	858	949	798	721
Тарасовский		-	-	495	616	1117	1249	1251
Красноленинский		361	501	512	522	532	543	534
Итого:		5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060
КС								
Правдинская		17	18	23	23	23	23	20
Вынгапуровская с УКПГ		-	-	143	508	608	688	720
Федоровская		-	-	424	439	453	468	451
Бахиловская		-	-	-	115	118	118	139
Итого:		17	18	590	1085	1202	1297	1330
Производство,всего:		5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390

944

Таблица 1.3

Расчетные объемы производства ШФЛУ в Тюменской области

тыс.т

Наименование	Годы						
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min вариант								
1. ШФЛУ Сибнефтегазпереработки, всего	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970
в том числе:							
- ШФЛУ ГПЗ	3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346
- ШФЛУ КС	30	32	558	664	649	628	624
2. ШФЛУ концерна "Газпром"	1000	1100	1100	1065	1030	995	960
Производство, всего	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930
max вариант							
1. ШФЛУ Сибнефтегазпереработки, всего	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390
в том числе:							
- ШФЛУ ГПЗ	5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060
- ШФЛУ КС	17	18	590	1085	1202	1297	1330
2. ШФЛУ концерна "Газпром"	1000	1100	1100	1065	1030	995	960
Производство, всего	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350

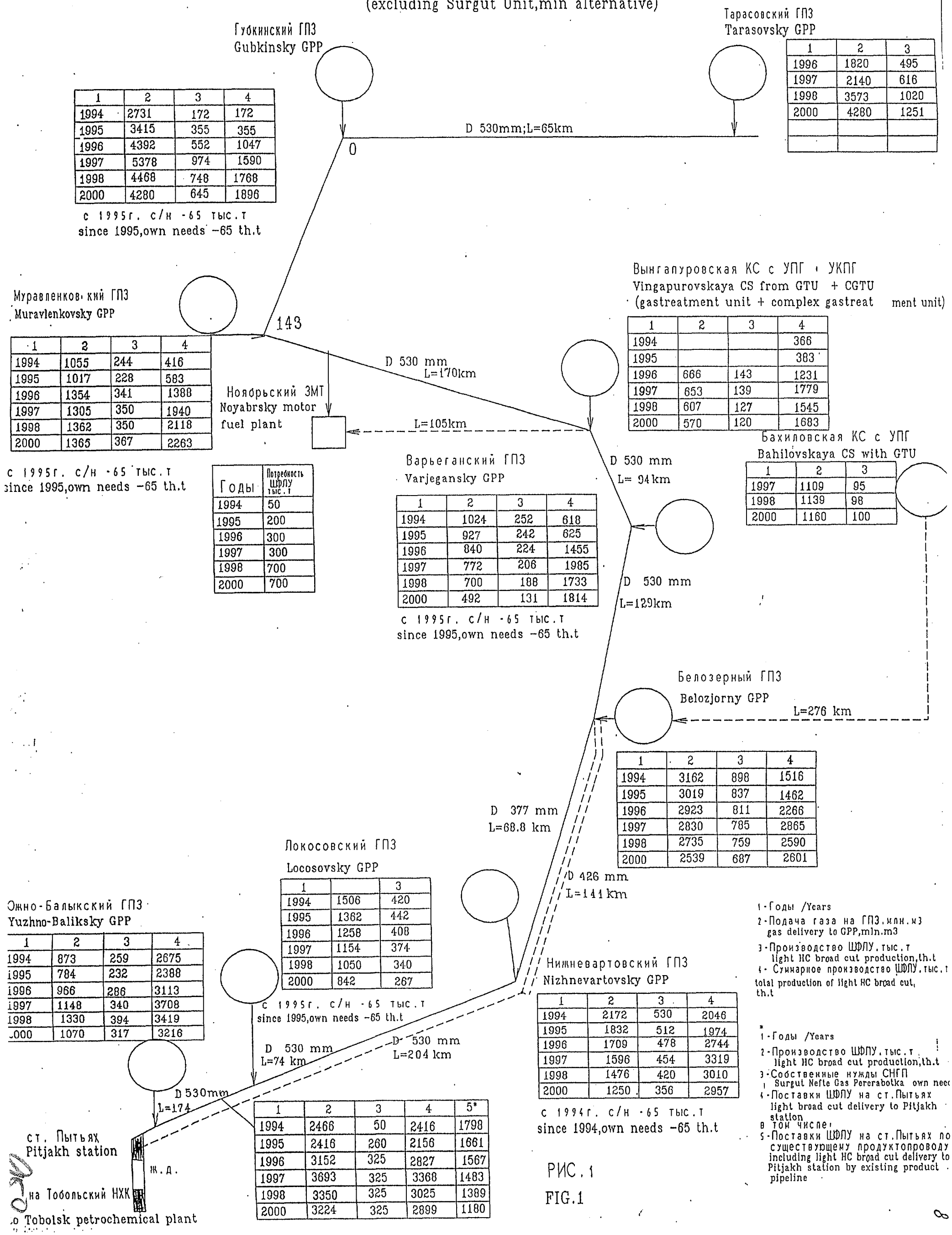
949

СХЕМА СБОРА И ТРАНСПОРТА ШФЛУ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

(без учета Сургутского узла, минимальный вариант)

Scheme of light HC broad cut gathering and transport in West Siberia

(excluding Surgut Unit, min alternative)



1	2	3	4
1994	2731	172	172
1995	3415	355	355
1996	4392	552	1047
1997	5378	974	1590
1998	4468	748	1768
2000	4280	645	1896

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3
1996	1820	495
1997	2140	616
1998	3573	1020
2000	4280	1251

1	2	3	4
1994	1055	244	416
1995	1017	228	583
1996	1354	341	1388
1997	1305	350	1940
1998	1362	350	2118
2000	1365	367	2263

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3	4
1994			366
1995			383
1996	666	143	1231
1997	653	139	1779
1998	607	127	1545
2000	570	120	1683

Годы	Потребность ШФЛУ тыс.т
1994	50
1995	200
1996	300
1997	300
1998	700
2000	700

1	2	3
1997	1109	95
1998	1139	98
2000	1160	100

1	2	3	4
1994	1024	252	618
1995	927	242	625
1996	840	224	1455
1997	772	206	1985
1998	700	188	1733
2000	492	131	1814

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3	4
1994	3162	898	1516
1995	3019	837	1462
1996	2923	811	2266
1997	2830	785	2865
1998	2735	759	2590
2000	2539	687	2601

1		3
1994	1506	420
1995	1362	442
1996	1258	408
1997	1154	374
1998	1050	340
2000	842	267

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3	4
1994	873	259	2675
1995	784	232	2388
1996	966	286	3113
1997	1148	340	3708
1998	1330	394	3419
2000	1070	317	3216

1	2	3	4
1994	2172	530	2046
1995	1832	512	1974
1996	1709	478	2744
1997	1596	454	3319
1998	1476	420	3010
2000	1250	356	2957

с 1994г. с/н -65 тыс.т
since 1994,own needs –65 th.t

1	2	3	4	5*
1994	2466	50	2416	1798
1995	2416	260	2156	1661
1996	3152	325	2827	1567
1997	3693	325	3368	1483
1998	3350	325	3025	1389
2000	3224	325	2899	1180

1 - Годы /Years
2 - Подача газа на ГПЗ, млн.м3
gas delivery to GPP, mln.m3
3 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC broad cut production, th.t
4 - Суммарное производство ШФЛУ, тыс.т
total production of light HC broad cut, th.t

*
1 - Годы /Years
2 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC broad cut production, th.t
3 - Собственные нужды СНГП
Surgut Nefte Gas Pererabotka own need
4 - Поставки ШФЛУ на ст. Пытьях
light broad cut delivery to Pitjakh station
в том числе:
5 - Поставки ШФЛУ на ст. Пытьях по существующему продуктопроводу
including light HC broad cut delivery to Pitjakh station by existing product pipeline

РИС. 1

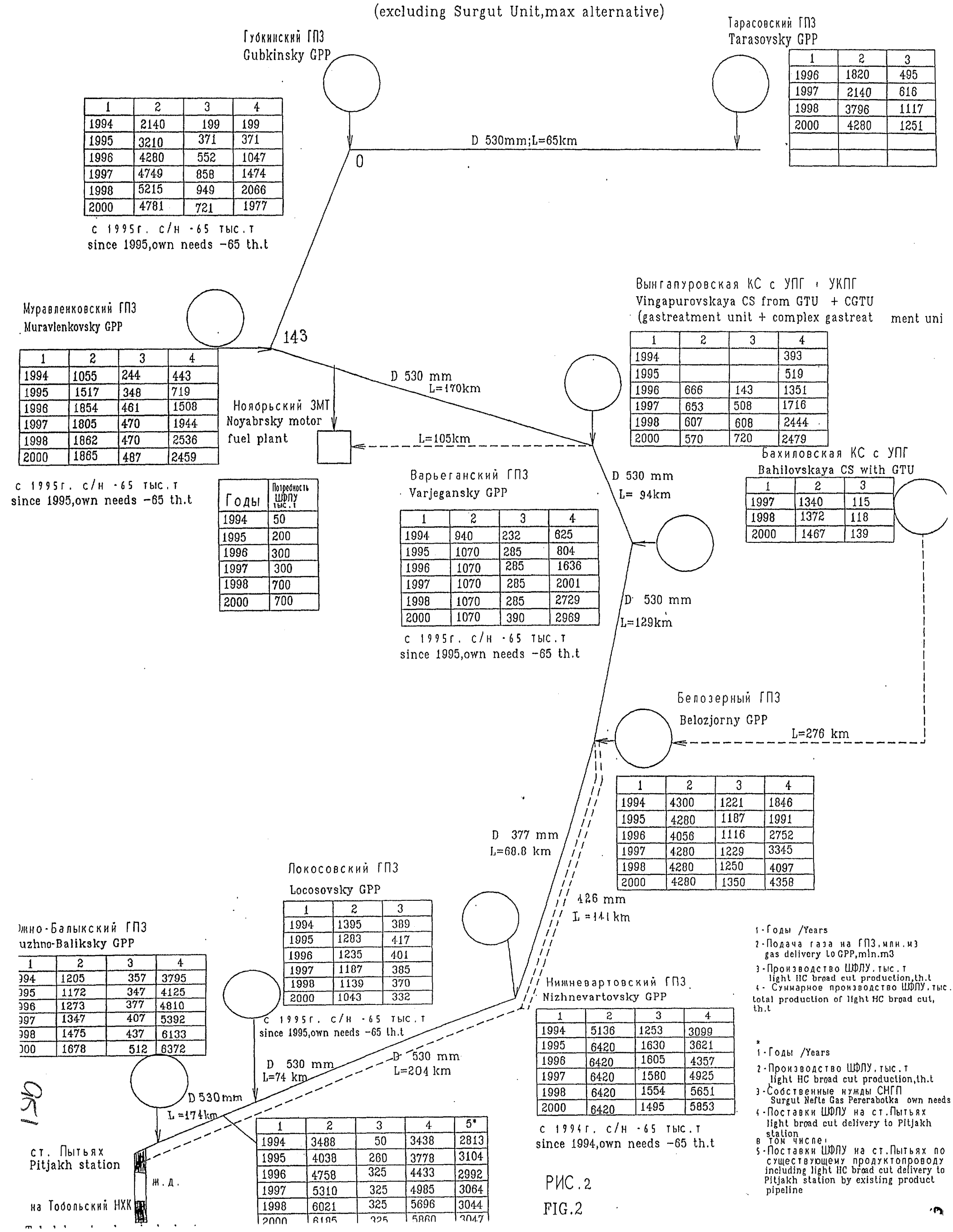
FIG.1

СХЕМА СБОРА И ТРАНСПОРТА ШФЛУ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

(без учета Сургутского узла, максимальный вариант)

Scheme of light HC broad cut gathering and transport in West Siberia

(excluding Surgut Unit, max alternative)



1	2	3	4
1994	2140	199	199
1995	3210	371	371
1996	4280	552	1047
1997	4749	858	1474
1998	5215	949	2066
2000	4781	721	1977

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs -65 th.t

1	2	3
1996	1820	495
1997	2140	616
1998	3796	1117
2000	4280	1251

1	2	3	4
1994	1055	244	443
1995	1517	348	719
1996	1854	461	1508
1997	1805	470	1944
1998	1862	470	2536
2000	1865	487	2459

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs -65 th.t

1	2	3	4
1994			393
1995			519
1996	666	143	1351
1997	653	508	1716
1998	607	608	2444
2000	570	720	2479

Годы	Потребность ШФЛУ тыс.т
1994	50
1995	200
1996	300
1997	300
1998	700
2000	700

1	2	3
1997	1340	115
1998	1372	118
2000	1467	139

1	2	3	4
1994	940	232	625
1995	1070	285	804
1996	1070	285	1636
1997	1070	285	2001
1998	1070	285	2729
2000	1070	390	2969

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs -65 th.t

1	2	3	4
1994	4300	1221	1846
1995	4280	1187	1991
1996	4056	1116	2752
1997	4280	1229	3345
1998	4280	1250	4097
2000	4280	1350	4358

1	2	3
1994	1395	389
1995	1283	417
1996	1235	401
1997	1187	385
1998	1139	370
2000	1043	332

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs -65 th.t

1	2	3	4
994	1205	357	3795
995	1172	347	4125
996	1273	377	4810
997	1347	407	5392
998	1475	437	6133
000	1678	512	6372

1	2	3	4
1994	5136	1253	3099
1995	6420	1630	3621
1996	6420	1605	4357
1997	6420	1580	4925
1998	6420	1554	5651
2000	6420	1495	5853

с 1994г. с/н -65 тыс.т
since 1994,own needs -65 th.t

1	2	3	4	5*
1994	3488	50	3438	2813
1995	4038	260	3778	3104
1996	4758	325	4433	2992
1997	5310	325	4985	3064
1998	6021	325	5696	3044
2000	6195	325	5860	3047

1 - Годы /Years
2 - Подача газа на ГПЗ, млн.м3
gas delivery to GPP, mln.m3
3 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC broad cut production, th.t
4 - Суммарное производство ШФЛУ, тыс.
total production of light HC broad cut, th.t

*
1 - Годы /Years
2 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC broad cut production, th.t
3 - Собственные нужды СНГП
Surgut Nefte Gas Pererabotka own needs
4 - Поставки ШФЛУ на ст. Пытьях
light broad cut delivery to Pitjakh station
в том числе:
5 - Поставки ШФЛУ на ст. Пытьях по существующему продуктопроводу
including light HC broad cut delivery to Pitjakh station by existing product pipeline

РИС.2

FIG.2

2.2. Метеорологические и климатические условия

2.2.1. Участок трассы Тарасовский ГПЗ - Губкинский ГПЗ

Краткая климатическая характеристика

Климатическая характеристика района изыскания принята по ближайшей метеостанции Тарко-Сале.

Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Поздние весенние и ранние осенние заморозки. Безморозный период очень короткий. Резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Среднегодовая температура воздуха — 6.7о, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января — 25.0о, а самого жаркого июля +15о. Абсолютный минимум температуры приходится на февраль — 61о, абсолютный максимум - на июнь-июль +34о. Продолжительность безморозного периода 89 дней, устойчивых морозов - 189. Дата первого заморозка осенью 2.IX, последнего весной 6.VI.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь 428 мм, в холодное время с ноября по март - 156 мм. Годовая сумма осадков 584 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность меняется от 68 до 86%.

Максимальная высота снежного покрова достигает 102 см. Снежный покров образуется 12.X., дата схода 23.V. Сохраняется снежный покров 224 дня. В течение года преобладают ветры южного, северо-западного направлений. В январе южного, юго-западного, а в июле северного, северо-западного направлений. Средняя годовая скорость ветра 3.7 м/с, средняя за январь 3.4 м/с и средняя в июле 3.5 м/с.

Температура наиболее холодной пятидневки составляет — 46 оС. С октября по май наблюдаются гололедно-изморозевые явления. Повторяемость их колеблется в больших пределах. В среднем за год наблюдается 2 дня с гололедом и 38 дней с изморозью.

Среднее число дней в году с грозой 14.

Район строительства линейной части продуктопровода представляет собой в сильной степени заболоченную и заозеренную пологоволнистую равнину озерно-аллювиального генезиса, осложненную крупной долиной Пяку-Пур и ее притоков.

Болтные массивы имеют разнообразные микроланшафты с преобладанием грядово-мочажинного, при мощности торфяной залежи до 2-3 метров.

Минеральная часть грунтовой толщи сложена преобладающе песками различной степени крупности. Глинистые грунты (супеси, суглинки) отмечаются единично в песчаной толще мало линз, прослоев.

Грунтовая толща района практически полностью обводнена, лишь на отдельных суходольных участках (дренированные борта долин рек и ручьев, отдельные возвышенные участки рельефа) уровень грунтовых вод понижается на 1-4 метра.

К центральным частям болотных массивов приурочиваются участки островного, прерывистого распространения вечномерзлых грунтов, морфологически выраженных в рельефе болот в виде плоско-бугристого торфяника (чередование мерзлых гряд с мочажинами).

Трасса продуктопровода проходит по следующим ландшафтно-морфологическим типам местности: болотам I, II, III типа, озерам, поймам рек и ручьев, суходолам, участкам развития вечномерзлым грунтов.

Болота I типа имеют сосново-кустарниковый микроландшафт, приурочиваются к периферийным участкам болотных массивов, сложены, как правило, сильноразложившимися торфами, мощностью до 1.0-1.5 м.

Болота II и III типа имеют грядово-мочажинный, озерново-грядово-мочажинный микроландшафт, приурачиваются к центральным частям болотных массивов, слагают талые мочажинные участки на плоско-бугристых мерзлых торфяниках при мощности торфяной залежи до 1,0-1,5 м.

Озера являются составной частью болотных массивов, имеют разнообразную конфигурацию и размеры, дно озер, как правило, выполнено разжиженным торфом мощностью до 1.0 м. Глубина их не превышает 1.5-2.0.

Поймы рек и ручьев, включая и крупную долину р. Пяку-Пур, как правило, заболочены, изобилуют старицами, протоками, имеют незначительный (относительно) эрозионный врез (преобладает боковая эрозия), пойменные болота имеют типичный ландшафт низинных болот, нередко со сплазинными участками. Мощность торфяной залежи нередко достигает 3.0 м.

Суходольные участки приурочиваются к дренированным бортам долин рек и ручьев, отдельным возвышенным участкам рельефа, сложены песками различной степени крупности, в зоне аэрации незначительно ожелезненными. В ряде случаев на песчанной толще залегают покровные супеси, реже суглинки мощностью до 1.0 м.

Участки развития вечномерзлых грунтов (ВМГ) приурочиваются к центральным частям болотных массивов, имеют островное, прерывистое распространение, эпигенетическое промерзание, сливающийся тип, морфологически выражены в рельефе болот в виде плоскобугристого торфяника (незакономерное чередование мерзлых гряд и талых мочажин).

Вечномерзлые грунты (в силу эпигенетического промерзания) представлены теми же литологическими разностями, что и талые грунты, то есть торфом и песком, единично супесью и суглинком.

Грунты высокотемпературны, на глубине нулевых колебаний (7-9 м) температура составляет минус 0.4-0.6 оС.

Сезонное промерзание - протаивание ВМГ составляет в среднем 0.5 м.

Мощность вечномерзлых грунтов не менее 15.0 м.

Общая гидрографическая характеристика

Гидрографическая сеть рассматриваемой территории принадлежит бассейну Карского моря и представлена большим количеством рек и речек с постоянным течением. Территория отличается исключительным обилием озер, в основном небольших.

Характерной особенностью территории является также большое распространение болот. На некоторых водосборах заболоченность достигает 90 %.

Трасса продуктопровода пересекает реки: р. Етуяха, р. Пыряяха, р. Нарэцяяха, р. Кэнянгъятаркаяха, р. Пяку-Пур и ряд ручьев без названия.

Для всех рек характерно следующее:

- Русло сильно извилистое, шириной до 5 м, исключением является р. Пяку-Пур, ширина которой 130 м.
- Поймы двухсторонние. Ширина поймы р. Пяку-Пур достигает 14875 м.
- Водосборы сильно заболочены. На водосборах находится большое количество проточных озер. Процент средневзвешенной озерности изменяется от 0.19 % до 0.64 %.
- Пойма р. Пяку-Пур неясно выражена, изрезана старицами, протоками, пойменными озерами. Вследствие равнинного характера рельефа, уклон реки незначительный.
- Ручьи, как правило, являются внутриболотными. Ширина русла до 3 м. Само русло извилистое. Пойма двухсторонняя.

2.2.2. Участок трассы продуктопровода от Губкинского ГПЗ до Н.Вартовского ГПЗ

Район строительства - Тюменская обл., Пуровский и Нижневартовский районы.

Основные климатические данные района строительства приведены в таблице:

Абсолютная минимальная температура С	Абсолютная максимальная температура оС	Средняя температура наиболее холодного периода оС	Средняя макси-мальная t наиболее - жаркого месяца оС	Максимальная из средних скоростей ветра, м/с	Средняя глубина промер-зания, см
-61	34	-32	20,7	5,3	240 и более

Годовое количество осадков, мм - 676

Суточное максимальное количество осадков, мм - 68

Скорость ветра, вероятность превышения которой в течении года составляет 5 % - 7.5 м/с.

Повторяемость направления ветра, средняя скорость по направлениям представлены в таблице:

Румбы	Январь		Июль	
	Повторяемость %	Скорость м/с	Повторяемость %	Скорость м/с
С	3	2.5	22	2.5
СВ	7	2.7	13	3.9
В	13	4.6	15	4.2
ЮВ	10	4.7	8	6.5
Ю	13	4.9	7	3.6
ЮЗ	16	4.9	10	38
З	22	4.5	13	4.2
СЗ	6	4.1	12	12
Штиль	12	-	10	-

От начальной точки Губкинского ГПЗ до Нижневартовского ГПЗ трасса продуктопровода следует по землям Пуровского и Нижневартовского районов в общем южном направлении по залесенной местности параллельно проектируемому газопроводу и затем параллельно ВЛ - 500 кв в одном километре от нее.

От Муравленковского ГПЗ трасса проходит самостоятельно по залесенной и заболоченной местности. В 12 км от железной дороги Сургут - Уренгой (севернее ж/д станции Ноябрьская) трасса проходит параллельно автомобильной дороге ст. Ноябрьская - Вынгапуровское месторождение в одном техническом коридоре с газопроводом.

Вынгапуровское месторождение трасса обходит с северной стороны, далее выходит на параллельное следование с коридором межпромысловых трубопроводов и следует в одном километре от него в Южном направлении, обходя Северо-Варвеганское и Самотлорское месторождение нефти.

На всем протяжении трасса проходит по тайге, пересекая большое количество болот и озер.

Дорожная сеть в районе прохождения трассы развита слабо, на некоторых участках

Рельеф местности в полосе этой трассы представлен равнинами с пересечениями, слабовсхолменный.

Продуктопровод пересекает реки:

Тытю - Яха, Харучей - Яха, Пяку - Пур, Аган, Вах.

Реки Аган, Вах, Пяку - Пур являются судоходными.

2.2.3. Участок трассы Н-Вартовский ГПЗ - Ю-Балыкский ГПЗ

Трасса участка продуктопровода проходит по Нижневартовскому, Сургутскому и Нефтеюганскому районам Ханты-Мансийского Автономного округа Тюменской области.

На своем протяжении трасса пересекает крупные реки: Обь с пойменными протоками, Большой Юган.

Местность прохождения трассы равнинная, относящаяся к таежной зоне. Трасса проложена в основном по левобережью реки Оби, самостоятельным коридором. Дорожная сеть в этом районе развита только в районе начального и конечного пунктов участка, параллельные коммуникации на основном протяжении трассы отсутствуют.

Территория прохождения трассы за исключением поймы реки Оби и участков открытых болот покрыта лесом.

Лес смешанных пород с преобладанием хвойных: сосна, кедр, ель. Из лиственных пород - осина, береза. На болотах растительность представляет угнетенная сосна. По классификации СНиП IV-2-82 леса вдоль трассы относятся к лесам мелкой и средней крупности, густым.

Преобладающими грунтами по трассе являются суглинки различной консистенции, в долинах рек характерно переслаивание грунтов (суглинки, супеси, пески).

Протяженность болот I и II типа составляет 54 км, обводненных участков (поймы рек) 44 км. Несущая способность болот от 0.1 до 0.2 кгс/см2. Берега малых рек сложены суглинками с прослоями супесей и песков, русла их сложены мелкими и средними песками. Более детальная характеристика местных условий трассы показана в таблицах 2.2.3.1, 2.2.3.2 и 2.2.3.3.

Климат района типично континентальный с суровой продолжительной зимой и теплым коротким летом. Средняя температура холодной пятидневки - 43 оС.

Замерзание почвы намечается в октябре, оттаивание почвы начинается в конце апреля, начале мая. Гидрографическая сеть района прохождения трассы представлена рекой Обь с поймой, протоками, а также реками Большой Юган, Малый Юган, Большой Балык.

Трассой пересекаются 44 водотока, из них 9 - с шириной в межень более 30 м, 6 - с шириной по зеркалу воды в межень от 10 до 30 м, 30 шириной до 10 м.

Средняя дата начала ледостава приходится на конец октября, начало ноября, средняя продолжительность ледостава 184-189 суток. Средняя толщина льда изменяется от 0.54 до 1 м.

Вскрытие рек приходится на первую декаду мая, половодье на малых реках заканчивается в августе, на р. Оби - в сентябре.

Ведомость основных показателей трассы продуктопровода Нижневартовский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ.

Таблица No 2.2.3.1

NoNo пп	Показатели	Един. изм.	Количество
1	Длина участка трассы	км	251.0
	В том числе		
	Обводненные участки	км	44.5
2	Болота длиной менее 500 м		
	I тип	км	3.1
3	Болота длиной более 500 м		
	I тип	км	32,8
	II тип	км	18.0
4	Реки и ручьи с шириной зеркала в межень:		
	До 10 м	шт	30.0
	10-30 м	-"-	5.0
	51-75 м	-"-	4.0
	100-300 м	-"-	4.0
	более 300 м	-"-	1.0
5	Прохождения трассы по угодьям:		
	Лес и кустарник	км	217.4
	Луг, сенокос, выгон	-"-	30.23
6	Пересечения с автодорогами	шт	6
7	Пересечения с коммуникациями:		
	воздушных	пер.	20
	подземных	пер.	15

951

Характеристика болот и обводненных участков

Таблица No 2.2.3.2

NoNo пп	Тип болот	Средняя глубина м	Общая протяженность м	Краткая характеристика
1	I	0.5 - 1.8	35900	Болота верховые, проходимые. Сложены малоразложившимся торфом, устойчивой консистенции. Минеральное дно - суглинки мягкопластичные, пески водонасыщенные. Болотные воды с поверхности.
2	II	1.8 - 4.0	18100	Болота труднопроходимые занятые кочками. Сложены малоразложившимся торфом по краям, в центре болота - хорошо разложившиеся неустойчивой консистенции. Подстилающие породы - суглинки мягкопластичные. Встречаются озера на болотах. Болотные воды с поверхности.
3	Периодически обводненные участки (поймы рек)		44500	Поймы рек Оби и Б. Юган поросшие кустарником, мелкой сосной. Сложены суглинками мягкопластичными, заторфованными песками влажными. На участках встречаются озера. Подземные воды залегают на глубине 0 м - 5.0 м.

Ведомость водных преград шириной зеркала от 10 до 30 м пересекаемых продуктопроводом

Таблица No 2.2.3.3

Км по трассе трубопровода	Наименование перехода	Характеристика водных преград: Ширина в межень (м)	Глубина в межень (м)	Скорость течения в межень (м/с)	Геология
662	р. Кульеган	29	1.2	0.2 -0.3	песок
681	р. Ивана Степановича	16	1.0	-"-	-"-
734	р. Сэккынчьяха	25	1.5	-"-	-"-
777	р. Кельмсап	22	1.8	-"-	-"-
835	р. Большой Балык	16	1.2	-"-	-"-

958

2.3. Описание трубопровода Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ

2.3.1. Технологические решения

Переработка попутного газа, добываемого на промыслах Севера Тюменской области,связанна с проблемой транспорта из районов производства в районы переработки ценного углеводородного сырья для нефтехимии - широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). В проекте рассмотрен утвержденный вариант транспорта ШФЛУ по 1 очереди строительства продуктопровода Губкинский ГПЗ - Южный Балык протяженностью 861 км диаметром 530мм. Пропускная способность расчитана и указана в балансе.

Продуктопровод предназначен для транспортирования продукции Губкинского ГПЗ, Муравленковского ГПЗ, 3 очереди развития Варьеганской КС на головные сооружения в Ю.Балыке, повышения надежности системы действующих продуктопроводов для транспортирования ШФЛУ Нижневартовских ГПЗ, Белозерного ГПЗ, Локосовского ГПЗ и в перспективе для подключения новых мощностей по переработке нефтяного газа в регионе. Проектом принята следующая технология перекачки:

- под давлением технологических установок по производству ШФЛУ (28 кг/см2) продукт с Губкинского и Муравленковского заводов направляется на головную магистральную насосную станцию, расположенную в районе Муравленковского ГПЗ;
- дальнейшая перекачка ШФЛУ осуществляется насосами магистральной насосной станции;
- подкачка продукта в трубопровод от Варьеганской КС и Нижневартовского ГПЗ производится насосами, предусмотренными или существующими на этих объектах.

Решениями по 1 очереди строительства обосновывается сооружение продуктопровода в составе линейной части Ду500 протяженностью 861 км с перемычками к действующими продуктопроводами общей протяженностью 37.6 км; перемычками с газопроводами общей протяженностью 10 км; одной головной насосной станции в районе Муравленковского ГПЗ.

В настоящее время в работе находятся следующие участки продуктопровода:

- Муравленковский ГПЗ - врезка в конденсатопровод "Уренгой - Сургут" (135км - 204 км);
- Белозерный ГПЗ - Нижневартовский ГПЗ (543 км - 619 км).

Линейная часть продуктопровода выполнена из низколегированных труб типа 09Г2С ф530х6 и ф530х7,1 следуещего химического состава в %

углерод	-	0.100
кремний	-	0.500
марганец	-	1.650
фосфор	-	0.025
сера	-	0.010
ванадий	-	0.080
аллюминий	-	0.060
ниобий	-	0.060
дополнительные микродобавки		
хром	-	0.30 max
никель	-	0.30 max
медь	-	0.30 max
титан	-	0.09 max
молибден	-	0.09 max

959

Эквивалент по углероду каждой плавки Сэ=0.43

Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$ - 529 кгс/мм2.
Предел тепучести $\sigma_т$ - 392 кгс/мм2.
Ударная вязкость (по Менаже) при t= -60 град С:
средняя - 4 кгсм/см2
минимальная - 3 кгсм/см2.

2.3.2. Муравленковская н.с.

Техническое описание.

Широкая фракция углеводородов, вырабатываемая на Губкинском и Муравленковском ГПЗ, поступает на прием насосов магистральной насосной в районе Муравленковского ГПЗ. В случае аварийной остановки насосной станции или аварии на продуктопроводе подача ШФЛУ с Муравленковского ГПЗ осуществляется в промежуточные аварийно-технологические резервуары объемом 800 м3 в районе Муравленковского ГПЗ, а ШФЛУ с Губкинского ГПЗ в аварийно-технологические резервуары объемом 600 м3 в районе Губкинского ГПЗ.

Характеристика сырья.

Широкая фракция углеводородов, вырабатываемая Муравленковским ГПЗ, имеет состав, % вес.:

	C2H6	2.77
	C3H8	33.27
изо	C4H10	18.33
н	C4H10	22.25
изо	C5H12	7.50
н	C5H12	6.73
	C6H14	6.33
	C7H16	0.926
	C8H18	1.058
	C9H20	0.836

Количество ШФЛУ с 2-х очередей - 80026 кг/час, удельный вес 540 кг/м3, 672.218 тыс.т/год. ШФЛУ марки "А" ТУ 38.10524-83.

Широкая фракция углеводородов, вырабатываемая Губкинским ГПЗ, % вес:

		1оч.	2оч.	3оч.	4оч.
	CO2	0.01	-	-	-
	C2H6	2.86	2.52	2.52	2.52
	C3H8	57.43	49.86	49.86	49.86
изо	C4H10	10.73	11.12	11.12	11.12
н	C4H10	19.15	22.36	22.36	22.36
изо	C5H12	3.93	5.42	5.42	5.42
н	C5H12	3.93	5.62	5.62	5.62
	C6H14	1.48	1.97	1.97	1.97
	C7H16	0.34	0.57	0.57	0.57
	C8H18	0.09	0.32	0.32	0.32
	C9H20	0.05	0.24	0.24	0.24

Количество ШФЛУ с 4-х очередей - 203511 кг/час, удельный вес 530 кг/м3, 1709.49 тыс.т/год. ШФЛУ марки "А" по ТУ 38.10524-83.

ШФЛУ после замера поступает в буферную емкость Е-104 и на прием магистральных насосов НЦ-101/1-6 (пять рабочих, один резервный).

Давление на приеме насосов -1.5 МПа, на выкиде - 4.4 МПа.

Охлаждение насосов - 60% раствором этиленгликоля.

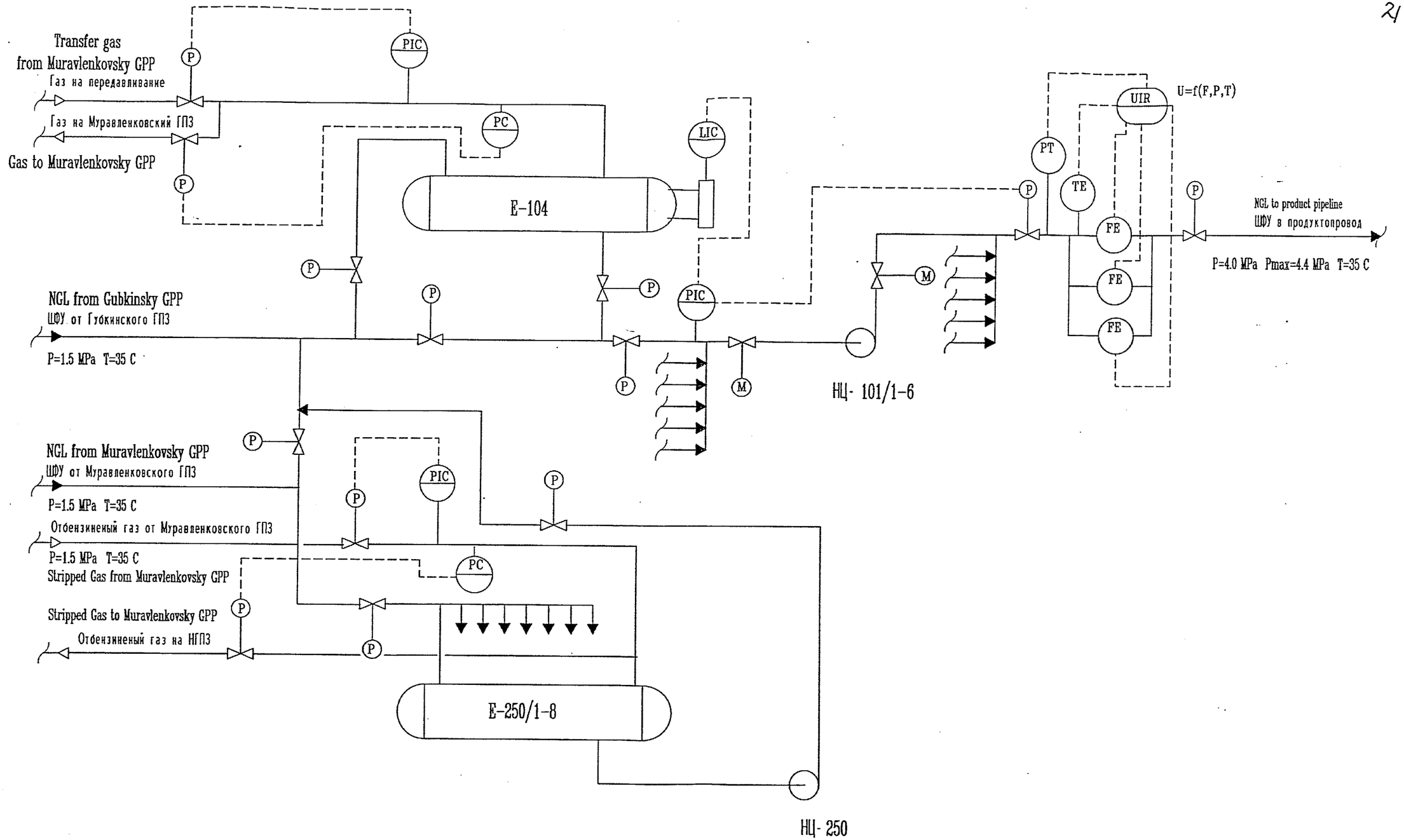
961

Общий объем промежуточных аварийно-технологических резервуаров 800 м3. Объем одного резервуара 100 м3. Емкости служат для приема широкой фракции углеводородов с Муравленковского ГПЗ в случае аварийной остановки насосной станции или аварии на продуктопроводе.

Откачка ШФЛУ из резервуаров осуществляется насосом НЦ-250 на прием магистральной насосной.

Давление 1.2 МПа в емкостях Е-250/1-8 поддерживается отбензиненным газом, поступающим с установки переработки газа. Избыток газа сбрасывается на прием сырьевых компрессоров Муравленковского ГПЗ.

Спецификация оборудования приведена в таблице 2.3.2.1.



Принципиальная технологическая схема. Муравленковская НС.
Process Flow Diagram. Muravlenko GPP.

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ. EQUIPMENT DATA SHEET

Таблица 2.3.2.1 TABLE 2.3.2.1

МУРАВЛЕНКОВСКАЯ НС.
MURAVLENKOVSKAYA PUMP STATION.
СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
EQUIPMENT DATA SHEET

КОНТРАКТ № 2435
CONTRACT

...re-ka	НАИМЕНОВАНИЕ DESCRIPTION	КОЛИЧЕСТВО QUANTITY раб. operating	рез. stand-by	ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ TECHNICAL DATA	МАТЕРИАЛ MATERIAL	Давление, МПа PRESSURE, MPa раб. operating	расч. design	Температура, С TEMPERATURE, C раб. operating	расч. design	Вес ед. оборуд., т EQUIPMENT piece weigt, t	ПРИМЕЧ. NOTES
...ЦИИ №											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Площадка резервуаров на МГПЗ. Tank area at oil and gas processing plant.										
250	Факельный сепаратор Flare separator	1		Диаметр - 1.0м Diameter,m Длина - 6.07м Length,m Объем - 4м3 Volume,m3	Сталь низколигированная Low alloyed steel	0.05	0.6	-30-200	-60-200	2.15	
250	Емкость Tank	8		Диаметр - 3.0м Diameter,m Длина - 14.884м Length,m Объем - 100м3 Volume,m3		1.3	1.8	-60-35	-60-100	23.86	

КОНТРАКТ № 2435

Лист

Продолжение табл.2.3.2.1
Table 2.3.2.1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
252	Емкость дренажная Drain tank	1		Объем - 12.5м3 Volume,m3 Диаметр - 1.6м Diameter,m Длина - 6.400м Length,m	Сталь низколигированная Low alloy steel	1.65	2.0	-60-35	-60-100	4.27	
253	Ресивер Receiver	1		Объем - 6.3м Volume,m3 Диаметр - 1.4м Diameter,m		0.6	0.785	-"-	-"-	1.365	
50	Насос Pump Электродвигатель Motor	1		Производительность - 40-50м3/час Capacity,m3&hr Мощность - 75квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	ст.углерод. carbon steel	125м.ст.ж. Напор Head	-40-35	-40-200	0.57	Герметичный Tight	

Продолжение табл.2.3.2.1
Table 2.3.2.1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Сепаратор Separator	1		Объем - 4м3 Volume,m3 Диаметр - 1.8м Diameter,m Длина - 6.87м Length,m		8.05	8.6	-30-200	-60-200	2.15	
15	Емкость дренажная Drain tank	2		Объем 12.5м3 Volume,m3 Диаметр - 1.6м Diameter,m Длина - 6.400м Length,m		0.6	2.0	0-30	-60-100	4.21	
2	Емкость Tank	1		Объем - 5м3 Volume,m3 Диаметр - 1.900м Diameter,m		атм. atm.	0.04	40	-60-90	1.0	
3	Емкость дренажная с погружным насосом Drain tank with submerged-type	1		Объем 12.5м3 Volume,m3 Диаметр - 2.0м Diameter,m Длина - 4.20м Length,m		-"-	0.07	20-40	-60-100	4.057	

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

Продолжение табл.2.3.2.1
Table 2.3.2.1. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4 5	Емкость буферная Buffer tank	2		Объем 200м3 Volume,m3 Диаметр - 3.4м Diameter,m Длина - 23.09м Length,m	Сталь низколигированная Low alloyed steel	1.2	1.8	35	-60-200	48.86	
	Воздухосборник Oircollector	1		Объем - 6.3м3 Volume,m3 Диаметр - 1.4м Diameter,m		0.6	0.8	-60-35	-60-100	1.425	
	Аппарат воздушного охлаждения Air Cooler	1		Поверхность -220м2 Surface,m2		0.2	0.6	40-30	-40-300	2.17	
	Электродвигатель Motor	2		Мощность - 3квт Power,kW Напряжение -380В Voltage,V	--"--						
эка.млн.ккал/час - 0.84 Duty,M.M.kcal/hr											
1	Насос Pump	5	1	Производительность -120м3/час Capacity,m3/hr	ст.углерод. carbon steel	460м.ст.ж. m.of w. c. Напор Head		35	-40-200	5.815	Центробежный Centrifugal
	Электродвигатель Motor			Мощность - 315квт Power,kW Напряжение - 660В Voltage,V							
2	Насос Pump	1	1	Производительность -3.6м3/час Capacity,m3/hr	--"--	Напор 16м.ст.ж. Head m.of w. c.		40	-"-	0.895	Вихревой Vortex

Продолжение табл.2.3.2.1
Table 2.3.2.1. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Электродвигатель Motor			Мощность - 1.5квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V							
03	Насос(комплектно с Е-103) Pump (complete with Е-103) Электродвигатель Motor	1		Производительность -31м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 15квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	ст.углерод. carbon steel	45м.ст.ж. m. of w.c. Напор Head		20-40	-40-200	0.787	Погружной Immercible

КОНТРАКТ № - 2435

Лист

2.3.3. Состояние строительства

Таблица 2.3.3.1

Вид работ	Участки трубопровода					
	1-135	135-305	305-416	416-609	609-731	731-861
	процент готовности					
Сварка	87	100	100	100	100	100
Подготовка трассы	89	100	100	100	100	100
Укладка труб	81	100	100	100	100	100
Подготовка траншей	67	100	100	100	72	63
Сварка стыков	78	100	100	100	84	63
Опуск в траншею	67	100	100	100	71	63
Засыпка траншей	67	100	100	100	71	63
Промывка труб	0	100	0	35	8	0
Гидравлическое испытание	0	100	0	35	8	0

Электорохимизация, телемеханика и связь не выполнялись.

На продуктопроводе в настоящее время установленно следуещее колличество крановых узлов:

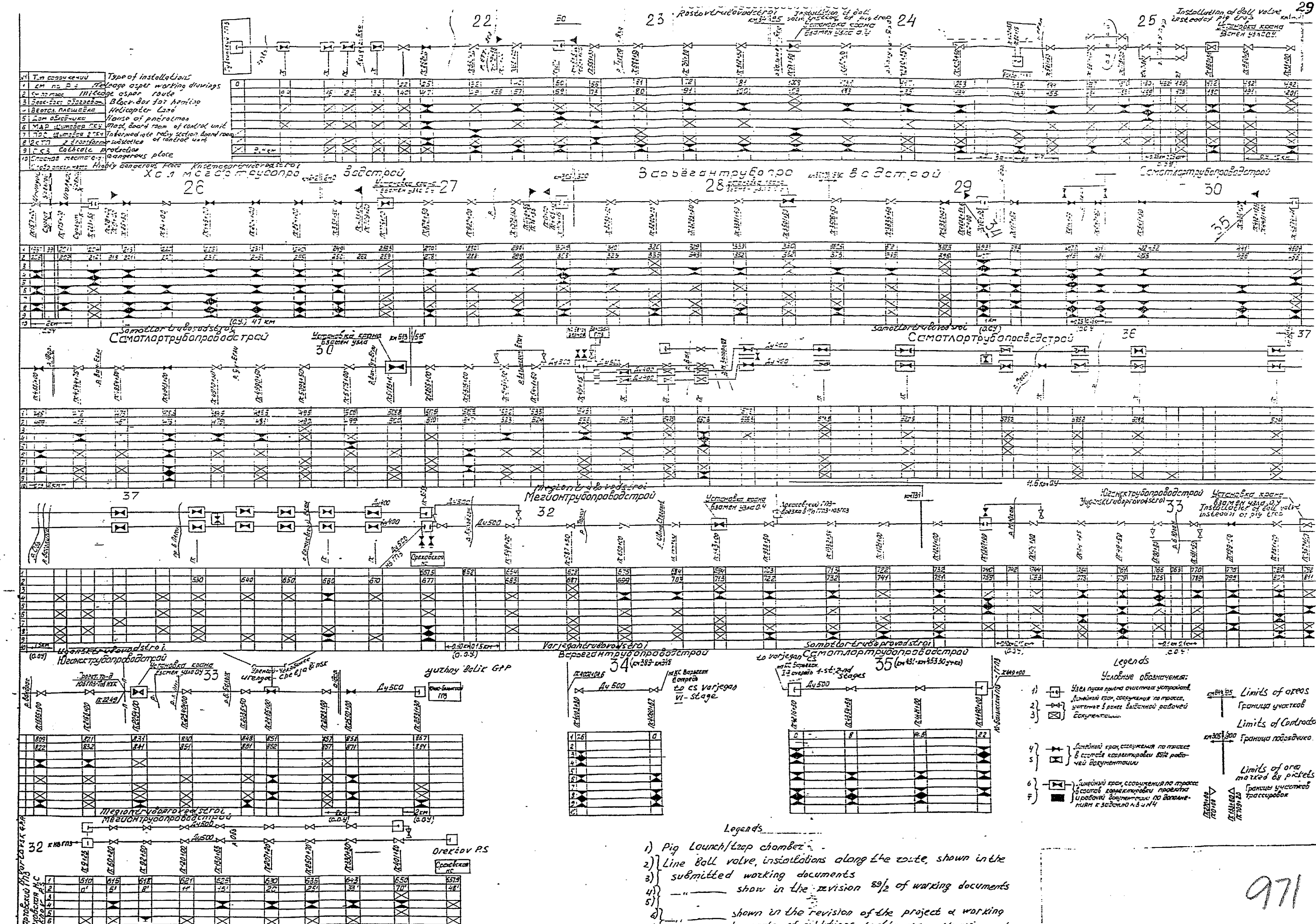
94 км - 135 км - 5 шт
135 км - 192 км - 7 шт
192 км - 242 км - 3 шт
242 км - 305/300 км - 2 шт
513 км - 619/609 км - 18 шт
619/609 км - 731 км - 6 шт

Краны шаровые Ду 500 Ру 80.

969

2.3.4. Характеристика трубопроводов ШФЛУ, подходящих к основному продуктопроводу

Пункт подачи ШФЛУ	Температура, оС	Внутренний диаметр, мм	Длина участка, км	Скорость течения м/с	Рнач., МПа
Тарасовский ГПЗ (до Губкинского ГПЗ)	35	500	65	0.14-0.36	2.8
Губкинский ГПЗ	35	500	1	0.19-0.29	2.8
Муравленковский ГПЗ	35	400	1	0.11-0.17	2.8
Вынгапуровская КС	35	300	1	0.10-0.12	2.8
Варьеганский ГПЗ	35	300	11	0.11-0.20	2.8
Белозерный ГПЗ	35	300	2	0.55-0.72	5.5
Нижневартовский ГПЗ	35	500	40	0.10-0.15	5.5
Локосовский ГПЗ					
— в старую линию	35	150	1	0.86-1.43	4.7
— в новую линию	35	300	60	0.21-0.35	



Legends

1) Pig launch/trap chamber
2) } Line ball valve, installations along the route, shown in the
3) } submitted working documents
4) } —"— show in the revision 89/2 of working documents
5) }
6) } —"— shown in the revision of the project & working

2.4. Технико-экономические показатели транспорта ШФЛУ по железной дороге.

Согласно технико-экономическим расчетам, для перевозки 2,0 млн.т/год ШФЛУ по железной дороге от станции Пурпе до Южно-Балыкского ГПЗ не потребуется усиления существующих участков железнодорожного отправления Тюмень - Тобольск - Сургут - Пурпе - Уренгой.

Исключение составляют затраты, связанные со строительством промышленной железнодорожной станции с необходимым путевым развитием, строительством подъездных путей, эстакад резервуарного парка и др.

Состав и перечень объектов и сооружений, предусмотренных для транспорта ШФЛУ, приведен в таблице 2.4.1. В перечень сооружений включены затраты, связанные с созданием служб, обеспечивающих техническую эксплуатацию собственного парка цистерн. Намечаемые к строительству сооружения определены в работе с учетом действующих технологических норм проектирования.

Объем капитальных вложений в строительство промышленных объектов для железнодорожного транспорта ШФЛУ определен в ценах 1991г.(базовые) и 1993г.

Для определения затрат на транспортировку ШФЛУ по железной дороге в ценах 1993г. в основу расчета приняты прейскурантные цены, действующие с 1990г., с учетом дополнительных повышающих коэффициентов, установленных в постановлении Правительства Российской Федерации за 1992-1993гг. (таблица 2.4.2.).

В результате тариф в сентябре 1993г. на перевозку ШФЛУ от железнодорожной станции Пурпе до Южно-Балыкского ГПЗ при использовании вагонов (цистерн) собственного железнодорожного парка ПО "Пурнефтегаз" составил 7136 руб/т.

Потребность в подвижном составе (цистерны) определена расчетом в количестве 1100 штук, емкостью 75 м3. Стоимость одной цистерны на сентябрь 1993г. принята по данным завода изготовителя "Азовмаша" на уровне 35 млн.руб.

Смета годовых расходов на эксплуатацию проектируемых сооружений (с учетом цистерн) приведена в таблице 2.4.3.

Численность обслуживающего персонала по укрупненной оценке составит 330 человек, в том числе по РИПу - 170 человек.

Оценка капитальных вложений в объекты и сооружения, предусмотренные для транспорта ШФЛУ по железной дороге, млн.руб.

Таблица 2.4.1

NN п/п	Наименование обектов и сооружений	1991г. Всего	в т.ч. СМР	Всего	1993г. в т.ч. СМР
1.	Эстакада на 60 стояков, 2 шт	3.2	3.0	661.9	588.0
2.	Смотровая эстакада 60 стояков	1.3	1.2	259.0	247.1
3.	Насосная под навесом (2шт) с узлом охлаждения антифриза	1.5	1.0	393.4	199.2
4.	Технический корпус	0.4	0.3	103.6	74.4
5.	Блок-блокс обогрева вахтового персонала	0.1	0.1	36.1	14.4
6.	Площадка дренажных емкостей и узлы приема разлившегося продукта 2 + 4шт	1.0	0.7	232.0	138.6
7.	Склад азота	0.3	0.2	90.0	49.5
8.	Воздушная КС	0.1	0.1	32.7	15.9
9.	РИП	5.8	5.4	1163.9	1082.8
10.	Изотермическое хранилище:				
	- резервуар, V=20000 м3	4.6	4.5	932.4	900.6
	-здание холодильной компрессорной	3.6	1.3	1155.4	266.5
	- наружный двор холодильной компрессорной	4.2	2.6	1138.0	517.7
	- здание компрессорной термостатирования	0.1	0.1	18.9	10:1
	- наружный двор	0.2	0.1	43.1	22.9
	- КНС бытовых стоков	0.1	0.1	9.5	8.7
	- КНС производственно-дождевых сточных вод	0.1	0.1	28.4	25.7
	- факельное хозяйство	0.1	0.1	23.8	18.5
11.	Товарный парк:				
	- шаровые резервуары V=2*9600 м3	7.0	6.7	1426.6	1342.6
	- тепловой пункт, 2шт.	0.6	0.4	169.4	83.0
	- КНС бытовых стоков,2 шт.	0.2	0.2	19.0	17.4
	- КНС производственно-дождевых сточных вод, 2 шт.	0.2	0.2	56.8	51.4
	- факельное хозяйство, 2 шт	1.0	0.8	229.8	157.1
12.	Котельная с 4-мя котлами	0.7	0.4	185.7	77.5
13.	Пождепо с ГСС	1.6	1.5	343.4	304.2
14.	Противопожарная насосная станция с резервуарами запаса воды	1.6	1.5	338.5	307.3

973

Продолжение таблицы 2.4.1

NN п/п	Наименование обектов и сооружений	1991г. Всего	в т.ч. СМР	Всего	1993г. в т.ч. СМР
15.	Насосная станция хозяйственно - питьевого водоснабжения	0.2	0.1	34.9	26.7
16.	Резервуары хозяйственно-питьевого запаса воды	0.3	0.3	68.0	67.0
17.	Станция обезжелезивания	0.1	0.1	20.4	15.6
18.	Артезианская скважина	0.2	0.2	37.3	37.3
19.	Очистные сооружения производственно-дождевых и бытовых сточных вод	0.1	0.1	13.0	12.3
20.	Поглощающая скважина, 2 шт	7.2	7.2	1646.3	1646.3
21.	Наблюдательная скважина	0.8	0.8	189.7	189.7
	Итого:	48.5	41.4	11100.9	8516.0
	Необъектные затраты 40%	19.4	16.6	4440.4	3406.4
	Всего по площадочным сооружениям	67.9	58.0	15541.3	11922.4
22.	Цистерны	52.8	-	38500.0	-
23.	Подъездной путь (длиной до 2.5 - 3.0 км)	5.0	4.1	1100.0	820.0
24.	Выставочные пути (длиной 850 м)	5.5	4.5	1220.0	900.0
25.	Вытяжки длиной 850 м	3.0	2.5	660.0	500.0
	Всего по неплощадочным сооружениям:	66.3	11.1	41480.0	2220.0
	ИТОГО:	134.2	69.1	57021.3	14142.4

974

Динамика повышения тарифов за перевозку повагонными отправками грузов железнодорожным транспортом в период с 1 января 1991г. по сентябрь 1993г. (прямое внутриреспубликанское сообщение).

Таблица 2.4.2.

Тариф* (базовый), руб/т	Коэффициенты к тарифу прейскуранта по уровню цен на:									
	01.01.91	01.05.91	02.01.92	01.02.92	25.04.92	02.01.93	01.03.93	01.07.93	01.08.93	01.09.93
7.1	1.25	1.88	9.4	15.6	25.6	47.7	162.2	365.8	785	1005

*) - по прейскуранту введеному с 01.01.1990г.

Смета годовых эксплуатационных затрат по объектам и сооружениям, предусмотренным для транспорта ШФЛУ по железной дороге

Таблица 2.4.3.

	Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
I.	Материальные затраты				7647.7
2.	Вспомогательные материалы всего:				3.1
	- этиленгликоль	т	100.0	10.0	1.0
	- пропан-хладоагент	т	46.0	12.0	0.6
	- масло компрессорное КП-8	т	68.0	5.0	0.3
	- масло индустриальное И-50А	т	64.0	1.2	0.1
	- масло индустриальное И-20	т	62.0	1.0	0.1
	- щелочь	т	24.4	0.3	0.0
	- силикагель	т	280.0	1.4	0.4
	- орешек коксовый	т	10.0	0.4	0.0
	- цеолит NaA	т	400	1.4	0.6
3.	Транспортные расходы				0.9
4.	Энергетические расходы:				5562.5
	- заявленная мощность	кВт.	102.4	3030.4	310.3
	- потребленная энергия	тыс.кВт.ч.	2.9	1808999.6	5246.1
	- вода	тыс. м3	0.0	164.4	0.0
	- пар (тепло)	тыс.т.	0.0	100.5	0.0
	- топливный газ	тыс. м3	1.125	5462.3	6.1
5.	Отчисления в ремонтный фонд предприятия, всего в т.ч.				2081.2
	- материалы текущего и среднего ремонта				285.1
	- транспортно-заготовительные расходы				85.5
	- затраты на капитальный ремонт ОППФ				1710.6
II.	Расходы на оплату труда				789.6
III.	Отчисления на:				307.9
	- социальное страхование				42.6
	- пенсионный фонд				221.1
	- фонд занятости				15.8
	- медицинское страхование				28.4
IV.	Амортизация основных фондов				1628.8
	Итого				10374.0
V.	Прочие расходы				1037.4
	Отчисления на научно-техническое развитие				171.2
	Налог на транспорт				7.9
	Всего текущие затраты				11590.5

96

2.5. Баланс производства и распределения ШФЛУ Западной Сибири

Основными потребителями Западно-сибирской ШФЛУ на внутреннем рынке Российской Федерации являются нефтехимические комбинаты и предприятия нефтегазпереработки.

В целом на предприятиях Западной Сибири возможно произвести следующие объемы ШФЛУ (таблица 2.5.1).

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930
max	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350

Баланс производства и распределения ШФЛУ Западной Сибири выполнен на основании сложившихся производственно-технических связей между предприятиями производящими ШФЛУ и предприятиями потребляющими этот продукт.

Баланс распределения ШФЛУ выполнен в двух вариантах:

- минимальном, учитывающем только производство ШФЛУ получаемой из нефтяного газа при варианте добычи нефти в Тюменской области в 1995 г. - 180 млн.т;

- максимальном, который рассчитан с учетом реализации предложений по дозагрузке сырьем простаивающих мощностей газоперерабатывающих заводов.

Основным потребителем ШФЛУ в Западной Сибири в настоящее время является Тобольский НХК с установленной мощностью по приему ШФЛУ - 3.0 млн.т, однако в настоящее время Тобольский НХК собирается проводить реконструкцию и расширение своих мощностей до 6.0 млн.т по приему ШФЛУ.

В перспективе в Западной Сибири планируется строительство Ноябрьского ЗМТ, мощностью по приему ШФЛУ - 700 тыс.т/год, Сургутского завода пластмасс, мощностью по приему ШФЛУ - 600 тыс.т/год, предприятия Обьполимер производительностью 300 тыс.т ШФЛУ/год, установок получения сжиженных газов на газоперерабатывающих заводах.

Кроме того, с 1996 года планируется начать поставку ШФЛУ Томскому НХК.

Все перечисленные выше потребители в Западной Сибири смогут принять в переработку следующие объемы ШФЛУ (таблицы 2.5.2, 2.5.3):

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	2450	3200	4200	4700	4700	4700	5300
max	2450	3200	5700	6200	6200	6200	6800

Объемы ШФЛУ, нераспределяемые в Западной Сибири, при этом составят:

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	2493	2123	2465	2550	2630	2424	1630
max	3840	4064	2802	3310	4004	4076	3550

977

В Европейской части основными потребителями Западно-Сибирской ШФЛУ являются следующие предприятия: Миннибаевский, Туймазинский, Пермский, Коробковский, Шкаповский ГПЗ, Нижнекамский, Новокуйбышевский НХК и Чайковский ЗСК.

Всего на эти предприятия планируется отгрузить следующие объемы ШФЛУ:

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	2003	1623	1865	1850	1930	1724	940
max	2385	2385	1952	2360	2385	2385	2385

в том числе:

- на газоперерабатывающие заводы Европейской части имеющие газофракционирующие установки:

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	620	635	770	740	710	640	350
max	770	770	770	770	770	770	770

- на предприятия нефтехимии Европейской части страны:

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	1383	988	1095	1110	1220	1084	590
max	1615	1615	1182	1590	1615	1615	1615

Объемы ШФЛУ предлагаемой к транспортировке на экспорт при этом могут составить:

тыс.т

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	490	500	600	700	700	700	690
max	1455	1679	850	950	1619	1691	1165

978

Таблица 2.5.1

Расчетные объемы производства ШФЛУ в Тюменской области

тыс.т

Наименование	Годы						
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min вариант							
1. ШФЛУ Сибнефтегазпереработки, всего	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970
в том числе:							
- ШФЛУ ГПЗ	3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346
- ШФЛУ КС	30	32	558	664	649	628	624
2. ШФЛУ концерна "Газпром"	1000	1100	1100	1065	1030	995	960
Производство, всего	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930
max вариант							
1. ШФЛУ Сибнефтегазпереработки, всего	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390
в том числе:							
- ШФЛУ ГПЗ	5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060
- ШФЛУ КС	17	18	590	1085	1202	1297	1330
2. ШФЛУ концерна "Газпром"	1000	1100	1100	1065	1030	995	960
Производство, всего	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350

979

Таблица 2.5.2
Баланс производства и распределения ШФЛУ Западной Сибири
min вариант

тыс.т

Показатели	Годы						
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1. Производство, всего	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930
в том числе:							
- Газпром	1000	1100	1100	1065	1030	995	960
- ПО "Сибнефтегаз-переработка"	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970
2. Распределение, всего	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930
в том числе:							
- в Западной Сибири	2450	3200	4200	4700	4700	4700	5300
из них:							
- собственные нужды СНГП	100	400	450	450	450	450	450
- Тобольскому НХК	2300	2500	3000	3000	3000	3000	3000
- Томскому НХК	-	-	250	250	250	250	250
- Ноябрьскому ЗМТ	50	200	300	700	700	700	700
- Сургутскому заводу пластмасс	-	-	-	-	-	-	600
- Обьполимер	-	100	200	300	300	300	300
3. Объемы ШФЛУ, нераспределенные в Западной Сибири	2493	2123	2465	2550	2630	2424	1630
4. Поставка действующим предприятиям в другие регионы	2003	1623	1865	1850	1930	1724	940
в т.ч.							
- предприятиям нефтегазпереработки	620	635	770	740	710	640	350
- Миннибаевскому ГПЗ	220	225	260	260	260	260	120
- Туймазинскому ГПЗ	80	85	110	110	110	110	40
- Пермскому ГПЗ	260	265	300	270	240	210	170
- Коробковскому ГПЗ	20	20	40	40	40	20	20
- Шкаповскому ГПЗ	40	40	60	60	60	40	-
- предприятиям нефтехимии	1383	988	1095	1110	1220	1084	590
- Нижнекамскому НХК	474	475	525	525	525	525	290
- Новокуйбышевскому НХК	300	327	390	390	390	300	180
- Чайковскому ЗСК	609	186	180	195	305	259	120
Экспорт	490	500	600	700	700	700	690

980

Таблица 2.5.3
Баланс производства и распределения ШФЛУ Западной Сибири
max вариант

тыс.т

Показатели	Годы						
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1. Производство, всего	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350
в том числе:							
- Газпром	1000	1100	1100	1065	1030	995	960
- ПО "Сибнефтегаз-переработка"	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390
2. Распределение, всего	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350
в том числе:							
- в Западной Сибири	2450	3200	5700	6200	6200	6200	6800
из них:							
- собственные нужды СНГП	100	400	450	450	450	450	450
- Тобольскому НХК	2300	2500	4500	4500	4500	4500	4500
- Томскому НХК	-	-	250	250	250	250	250
- Ноябрьскому ЗМТ	50	200	300	700	700	700	700
- Сургутскому заводу пластмасс	-	-	-	-	-	-	600
- Обьполимер	-	100	200	300	300	300	300
3. Объемы ШФЛУ, нераспределенные в Западной Сибири	3840	4064	2802	3310	4004	4076	3550
4. Поставка действующим предприятиям в другие регионы	2385	2385	1952	2360	2385	2385	2385
в т.ч.							
- предприятиям нефтегазпереработки	770	770	770	770	770	770	770
- Миннибаевскому ГПЗ	260	260	260	260	260	260	260
- Туймазинскому ГПЗ	110	110	110	110	110	110	110
- Пермскому ГПЗ	300	300	300	300	300	300	300
- Коробковскому ГПЗ	40	40	40	40	40	40	40
- Шкаповскому ГПЗ	60	60	60	60	60	60	60
- предприятиям нефтехимии	1615	1615	1182	1590	1615	1615	1615
- Нижнекамскому НХК	525	525	525	525	525	525	525
- Новокуйбышевскому НХК	390	390	390	390	390	390	390
- Чайковскому ЗСК	700	700	267	675	700	700	700
Экспорт	1455	1679	850	950	1619	1691	1165

981

2.6. ЦЕНЫ НА ШФЛУ И ПРОПАН

Этот пункт изложен в 1 книге раздел 6.4.

2.7. Объемы производства и распределения товарного газа ГПЗ и КС Тюменской области

Товарный газ, производимый на ГПЗ и КС Западной Сибири, подается в магистральные газопроводы: Уренгой-Челябинск, Парабель-Кузбасс, Уренгой-Центр-1, Сургутская, Нижневартовская ГРЭС и потребители на местах.

Объемы выработки сухого отбензиненного газа на ГПЗ и компримировании газа на КС Тюменской области рассчитаны под min и max варианты возможно-потенциального производства ШФЛУ на предприятиях Сибнефтегазпереработке.

Расчетные объемы производства сухого отбензиненного газа на ГПЗ и компримированного газа на КС внешнего транспорта составят (таблицы 2.7.1, 2.7.2):

млн.м3

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	20187	22431	27324	28189	28161	27780	27363
max	24981	29200	33583	35420	37583	37852	36378

в том числе:

- на ГПЗ:

млн.м3

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	14762	14606	17102	17895	18194	17927	17630
max	17881	19875	22192	22912	24721	25059	24858

- на КС внешнего транспорта:

млн.м3

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
min	5425	7825	10222	10294	9967	9853	9733
max	7100	9325	11391	12508	12862	12793	11520

Общие объемы подачи товарного газа в магистральные газопроводы по годам составят (таблицы 2.7.3, 2.7.4):

млн.м3

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
Уренгой - Челябинск							
min	4507	7145	9915	11024	11541	11634	11625
max	4217	7627	10391	12051	14233	14984	14409
Парабель - Кузбасс							
min	2938	2528	2365	2177	2000	1842	1658
max	5318	6058	6030	6003	5977	5952	5932
Уренгой - Центр 1							
min	620	702	815	830	846	857	880
max	829	824	839	857	874	891	917

983

На ГРЭС эти объемы будут:

	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	млн.м3 2000г.
	Сургутская ГРЭС						
min	8571	8710	11014	11014	10764	10606	10506
max	10163	10143	11980	11980	11980	11516	10695
	Нижневартовская ГРЭС						
min	3131	2752	2621	2550	2416	2247	2100
max	4034	3954	3749	3935	3925	3915	3831

Собственные нужды потребителей на местах по годам составят:

1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	млн.м3 2000г.
420	594	594	594	594	594	594

984

Таблица 2.7.1

Расчетные объемы производства сухого отбензиненного газа на ГПЗ и КС Тюменской области

(min вариант)

млн.м3

Наименование	Годы						
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ГПЗ							
Нижневартовский	1776	1505	1421	1276	1180	1100	998
Белозерный	2465	2363	2287	2271	2195	2123	2046
Варьеганский	836	733	678	623	565	468	398
Сургутский	3800	3764	3764	3764	3764	3606	3606
Южно-Балыкский	667	623	768	912	1056	849	849
Локосовский	1162	1023	944	901	820	742	660
Муравленковский	926	842	1100	1057	1103	1109	1105
Губкинский	2510	3051	3860	4554	3811	3667	3683
Тарасовский	-	-	1465	1707	2854	3406	3405
Краснолениский	620	702	815	830	846	857	880
ИТОГО:	14762	14606	17102	17895	18194	17927	17630
КС							
Лянторская	4771	4946	7250	7250	7000	7000	6900
Федоровская	-	2225	2349	2433	2400	2300	2300
Вынгапуровская	654	654	623	611	567	553	533
ИТОГО:	5425	7825	10222	10294	9967	9853	9733
Производство,всего:	20187	22431	27324	28189	28161	27780	27363

985

Таблица 2.7.2

Расчетные объемы производства сухого отбензиненного газа на ГПЗ и КС Тюменской области (max вариант)

млн.м3

Наименование	Годы						
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ГПЗ							
Нижневартовский	4200	5057	5065	5076	5088	5100	5115
Белозерный	3437	3434	3229	3415	3405	3395	3359
Варьеганский	767	864	864	864	864	864	816
Сургутский	3717	3697	3516	3516	3516	3516	3526
Южно-Балыкский	957	930	1011	1091	1171	1252	1304
Локосовский	1118	1001	965	927	889	852	817
Муравленковский	926	1222	1480	1437	1483	1489	1485
Губкинский	1930	2846	3758	4022	4414	4294	4114
Тарасовский	-	-	1465	1707	3017	3406	3405
Красноленинский	829	824	839	857	874	891	917
Итого:	17881	19875	22192	22912	24721	25059	24858
КС							
Федоровская	-	2225	2304	2383	2461	2540	2618
Лянторская с КС-6	6446	6446	8464	8464	8464	8000	7169
Вынгапуровская с УКПГ	654	654	623	1661	1937	2253	1733
Итого:	7100	9325	11391	12508	12862	12793	11520
Производство,всего:	24981	29200	33583	35420	37583	37852	36378

986

Таблица 2.7.3

Баланс производства и распределения товарного газа с ГПЗ и КС внешнего транспорта

min вариант

млн.м3

	Наименование	Годы						
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	Производство товарного газа, всего:	20187	22431	27324	28189	28161	27780	27363
	в том числе:							
	- отбензиненный газ с ГПЗ	14762	14606	17102	17895	18194	17927	17630
	- компримированный газ с КС внешнего транспорта и ГПЗ	5425	7825	10222	10294	9967	9853	9733
1.	Подача в газопровод Уренгой - Челябинск	4507	7145	9915	11024	11541	11634	11625
1.1.	Отбензиненный газ с ГПЗ, всего:	3853	4266	6943	7980	8574	8781	8792
	в том числе:							
	- Южно - Балыкский	617	573	718	862	1006	799	799
	- Муравленковский	726	642	900	857	903	909	905
	- Тарасовский	-	-	1465	1707	2854	3406	3405
	- Губкинский	2510	3051	3860	4554	3811	3667	3683
1.2.	Компримированный газ с КС внешнего транспорта и ГПЗ, всего:	654	2879	2972	3044	2967	2853	2833
	в том числе:							
	- Федоровская	-	2225	2349	2433	2400	2300	2300
	- Вынгапуровская	654	654	623	611	567	553	533
2.	Подача на ГРЭС							
2.1.	На Сургутскую ГРЭС	8571	8710	11014	11014	10764	10606	10506
	в том числе:							
	- Сургутский ГПЗ	3800	3764	3764	3764	3764	3606	3606
	- Лянторская КС с КС-6	4771	4946	7250	7250	7000	7000	6900
2.2.	На Нижневартовскую ГРЭС	3131	2752	2621	2550	2416	2247	2100
	в том числе:							
	- Белозерный ГПЗ	2295	2019	1943	1927	1851	1779	1702
	- Варьеганский ГПЗ	836	733	678	623	565	468	398
3.	Подача в газопровод Парабель-Кузбасс							
3.1.	Отбензиненный газ с ГПЗ	2938	2528	2365	2177	2000	1842	1658
	- Нижневартовский	1776	1505	1421	1276	1180	1100	998
	- Локосовский	1162	1023	944	901	820	742	660
4.	Подача в газопровод Уренгой-Центр с Красноленинского ГПЗ	620	702	815	830	846	857	880

987

Продолжение табл. 2.7.3

	Наименование	Годы						
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
5.	Подача отбензиненного газа на собственные нужды промыслов и закачку в пласт	420	594	594	594	594	594	594
5.1.	Собственные нужды промыслов, городов, поселков	250	250	250	250	250	250	250
5.2.	Закачка в пласт (с Белозерного ГПЗ на КС - 14 Самотлора)	170	344	344	344	344	344	344

988

Таблица 2.7.4

Баланс производства и распределения товарного газа с ГПЗ и КС внешнего транспорта max вариант

млн.м3

	Наименование	Годы						
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	Производство товарного газа, всего:	24981	29200	33583	35420	37583	37852	36378
	в том числе:							
	- отбензиненный газ с ГПЗ	17881	19875	22192	22912	24721	25059	24858
	- компримированный газ с КС внешнего транспорта и ГПЗ	7100	9325	11391	12508	12862	12793	11520
1.	Подача в газопровод Уренгой - Челябинск	4217	7627	10391	12051	14233	14984	14409
1.1.	Отбензиненный газ с ГПЗ, всего:	3563	4748	7464	8007	9835	10191	10058
	в том числе:							
	- Южно - Балыкский	907	880	961	1041	1121	1202	1254
	- Муравленковский	726	1022	1280	1237	1283	1289	1285
	- Тарасовский	-	-	1465	1707	3017	3406	3405
	- Губкинский	1930	2846	3758	4022	4414	4294	4114
1.2.	Компримированный газ с КС внешнего транспорта и ГПЗ, всего:	654	2879	2927	4044	4398	4793	4351
	в том числе:							
	- Федоровская	-	2225	2304	2383	2461	2540	2618
	- Вынгапуровская с УКПГ	654	654	623	1661	1937	2253	1733
2.	Подача на ГРЭС							
2.1.	На Сургутскую ГРЭС	10163	10143	11980	11980	11980	11516	10695
	в том числе:							
	- Сургутский ГПЗ	3717	3697	3516	3516	3516	3516	3526
	- Лянторская КС с КС-6	6446	6446	8464	8464	8464	8000	7169
2.2.	На Нижневартовскую ГРЭС	4034	3954	3749	3935	3925	3915	3831
	в том числе:							
	- Белозерный ГПЗ	3267	3090	2885	3071	3061	3051	3015
	- Варьеганский ГПЗ	767	864	864	864	864	864	816
3.	Подача в газопровод Парабель-Кузбасс							
3.1.	Отбензиненный газ с ГПЗ	5318	6058	6030	6003	5977	5952	5932
	- Нижневартовский	4200	5057	5065	5076	5088	5100	5115
	- Локосовский	1118	1001	965	927	889	852	817
4.	Подача в газопровод Уренгой-Центр с Красноленинского ГПЗ	829	824	839	857	874	891	917

989

Продолжение таб. 2.7.4

	Наименование	Годы						
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
5.	Подача отбензиненного газа на собственные нужды промыслов и закачку в пласт	420	594	594	594	594	594	594
5.1.	Собственные нужды промыслов, городов, поселков	250	250	250	250	250	250	250
5.2.	Закачка в пласт (с Белозерного ГПЗ на КС - 14 Самотлора)	170	344	344	344	344	344	344

090

3. НОВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

Строительство продуктопровода будет осуществленно в соответствии с разработанным и утвержденным проектом и рабочей документацией, с учетом фактически построенных участков продуктопровода и возможности использования стандартов США. Фактическое состояние строительства приведено в таблице 2.3.3.1 раздела 2.3.

4. ЭКОЛОГИЯ

4.1. Продуктопровод

Основные источники воздействия на атмосферу приведены в таблице.

Из приведенных данных и произведенных расчетов следует, что сумма максимальных приземных концентраций, создаваемых выбросами указанных в таблице источников не превышает 5 % от ПДК.

При нормальном функционировании трубопровода выбросы в атмосферу отсутствуют, т.к. система герметична.

Загрязнение атмосферы может происходить при разовом сжигании природного газа в процессе осушки полости трубопровода от остатков воды, а также при заполнении трубопровода продуктом.

Для контроля за качеством выбросов на опасных участках, в местах размещения крановых узлов устанавливаются стационарные газоанализаторы импортной поставки, контролирующие загазованность воздуха в пределах 2 км. Контроль загазованности воздуха производится в районах размещения пунктов управления нижнего уровня (щитовых), обслуживающих крановые узлы.

Таблица 4.1

Перечень
источников и видов воздействия на атмосферу

NoNo пп	Наименование площадок	Виды воздействия	Характеристика воздействия	
			Качественная	Количественная
		1. При нормальном функционировании объекта.		
1	АВП в Ноябрьске	1. Загрязнение атмосферы при рассеивании вредных выбросов, образующихся на территории пункта заправки машин от: - резервуарного парка - островков налива - насосных цехов - очистных сооружений	В выбросах содержатся углеводороды	0.235 г/с
2	АВП а Ноябрьске (кабельный участок)	Загрязнение атмосферы выбросами котельной	Окись углерода двуокись азота	0.57 г/с 0.196 г/с
		2. При аварийной ситуации на линейной части трубопровода		
1	Площадки аварийного сжигания	Загрязнение атмосферы при аварийном ремонте трубопровода (при длине отсекаемого задвижками участка трубы 10 км)	Окись углерода Углеводороды Оксиды азота Сажа	423 г/с 50.8 г/с 3.38 г/с 50.8 г/с
2	Трубопровод	1. Загрязнение атмосферы при испарении жидкой фазы ШФЛУ, вышедшей на поверхность земли при сквозном повреждении трубопровода и его разгерметизации	В выбросах содержатся углеводороды С1--С8 1. При L=10 км D=500 D=400 2. При L=3 км D=400	 1544 г/с 979 г/с 411 г/с

993

Продолжение таблицы 4.1

NoNo пп	Наименование площадок	Виды воздействия	Характеристика воздействия	
			Качественная	Количественная
		2. Загрязнение почвы, поверхностных водоисточников и лесного хозяйства в месте выхода жидкой фазы ШФЛУ из поврежденного трубопровода	Жидкая фаза ШФЛУ,испаряющаяся в течение нескольких часов	Ориентировочный стоимостный ущерб, определенный Башкирским МПНИЦ "Поиск" составляет 51.9млн. р. (при оценке ущерба использованы данные, полученные при анализе отказа пр-да ЗСУП под г. Аша
3	АВП в Ноябрьске НПС Каркатьевы, Урьевские, Турж	1. Загрязнение атмосферы от выбросов автомобилей на территориях АВП и НПС	Окись углерода Углеводороды	0.0169 т/г 0.0046 т/г
		2. То же, на трассе при обслуживании продуктопровода (в размере 200 - 250 км)	Окись углерода Углеводороды оксиды Оксиды азота	2.38 т/г 0.566 т/г 0.4039 т/г
4	Трубопровод	Загрязнение атмосферы при разовом сжигании природного газа - при осушке продуктопровода - при заполнении продуктопровода	Окись углерода Окислы азота Углеводороды Окись углерода Окись азота Углеводороды	89 г/с 13.4 г/с 2.23 г/с 35.7 г/с 5.4 г/с 0.89 г/с

Наиболее значимые воздействия на окружающую среду при эксплуатации продуктопровода могут иметь место от аварийной разгерметизации трубопровода, вследствие повреждения его при несанкционированном проведении земляных работ посторонними лицами на трассе или преднамеренных действий по разрушению наземноустановленной запорной арматуры. При нормальной эксплуатации объекта аварийные повреждения продуктопровода исключены за счет применения специально разработанной системы управления, разработки и внедрения системы диагностики, прогнозировающей появление дефектов, а также постоянному наблюдению эксплуатационного персонала за состоянием объекта.

Опасное воздействие ШФЛУ характеризуется токсичностью жидкой газовой фаз, пожароопасностью и воздействием ударной волны при взрыве смеси паров ШФЛУ с воздухом. Токсична также окись углерода, которая может образоваться в результате неполного сгорания ШФЛУ.

Таблица 4.2

Сводные показатели по охране атмосферного воздуха

	Наименование	Единица измерения	Существующее положение	По проекту
1	Фоновое загрязнение воздуха основными ингредиентами по данным Госкомгидромет, СЭС и др., в том числе:	% от ПДК		
	пыль		15%	
	SO2		15%	
	NOx		15.3%	
	CO		15%	
	Загрязнение воздуха от рассматриваемого предприятия в т.ч.:	% от ПДК		
	АВП в Ноябрьске и кабельный участок			
	углеводороды			0.346
	пыль			-
	SO2			-
	NOx			0.259
	CO			0.0128

996

Продолжение таблицы 4.2

	Наименование	Единица измерения	Существующее положение	По проекту
2.	Валовые выбросы загрязняющих веществ от АВП в Ноябрьске (кабельный	т/г		9.66
	SO2			-
	NOx			0.91
	CO			2.7
3.	Возможность аварийных ситуаций при которых загрязнение воздуха превысит опасный предел (50 ПДК)	да, нет		да
4.	Санитарно-защитная зона			
4.1.	Наличие санзоны:			
	- АВП в Ноябрьске			100 м
	- продуктопровод			нет
5.	Зона влияния предприятия на загрязнение воздуха (5 % от ПДК)			
	- АВП в Ноябрьске	м		100
	- продуктопровод			0
	- аварийная ситуация	м		800

Таблица 4.3

Перечень источников и видов воздействия на гидросферу

No пп	Наименование площадки	Виды воздействия	Характеристика воздействия	
			Качественная	Количественная
		1. При нормальной эксплуатации		
	АВП в Ноябрьске (кабельный участок)	Системы бытовой канализации от зданий и сооружений	$БПК_{20}$ - 200 мг/л Взв.в.- 300 мг/л	4.61 м3/сут.
		Условно чистые воды от котельной	-	4.8 м3/сут.
		Система производственно-ливневой канализации	Содержание нефтепродуктов - до 50 мг/л Взв.в.- 200 мг/л	12.5 м3/сут.
	АВП в Ноябрьске (кабельный участок)	Забор воды из хозпитьевого водопровода АВП в Ноябрьске	Хозпитьевая вода	7.5 м3/сут.
	Котельная	Забор воды из хозпроизводственного водопровода	Хозпитьевая вода	18.3м3/сут.
	АВП в Ноябрьске Линейные обходчики (вахта)	Забор воды из шахтных колодцев с насосами	Хозпитьевая вода	0.9 м3/сут. по всем домам
		2. При строительстве продуктопровода		
		Забор воды для проведения промывки и гидроиспытаний трубопровода из следующих источников:	Поверхностные водозаборы	м3
		р. Чернядь - ТО		900 4950
		р. Тытю-Яха		14400 15980
		р. Пякупур		5625 9900
		р. Янг-Яха		19575 25875
		р. Ван Гун Еган		22725 20475
		пр. Посол		13050 14400
		р. Б.Юган		13500
		р. Б.Балык		1440

997

Продолжение таблицы 4.3

No пп	Наименование площадки	Виды воздействия	Характеристика воздействия	
			Качественная	Количественная
		Сброс воды после гидроиспытаний с отстоем в амбарах-отстойниках	Сброс в поверхностные водоемы, качество воды после отстоя соответствует исходной воде	м3
		р. Чернядь - ТО		900
				4950
		р. Тытю-Яха		15980
		р. Пякупур		5625
				9900
		р. Янг-Яха		19575
				25875
		р. Ван Гун Еган		22725
				20475
		пр. Посол		13050
				14400
		р. Б.Юган		13500
		р. Б.Балык		14400
				2925
		Строительство переходов через водные преграды	Взвешенные вещества	

998

4.2. Магистральная насосная станция в Муравленко

Организованные выбросы в атмосферу.

	Углеводороды C1-C10	Метанол
Насосная	0.028 г/с	-
Наружный двор насосной	3.840 г/с	0.5 г/с

Валовые выбросы вредных веществ от магистральной насосной в районе Муравленковского ГПЗ при нормальной эксплуатации и завода, и насосной станции.

Наименование вещества	т/год
Углеводороды	7.207
Двуокись азота	0.031
Окись углерода	0.586
Этиленгликоль	4.99
Метанол	7.62

Водопользование

Источниками хозяйственно-питьевого и производственно-противопожарного водоснабжения объектов магистральной насосной в районе МГПЗ являются соответствующие внутриплощадочные сети и сооружения водоснабжения Муравленковсого ГПЗ.

Общая потребность в воде составляет:

- на хозяйственно-питьевые нужды 5.6 м3/сут; 1.6 м3/ч;
- на производственные нужды 0.74 м3/сут (постоянно).

В зависимости от характера загрязнения сточных вод, на площадке предусмотрены две системы канализации: бытовая и производственно-дождевая.

Расход стоков составляет:

- бытовых 5.6 м3/сут; 1.6 м3/ч;
- производственных 0.74 м3/сут (постоянно),250 м3/сут (1 раз в год во время ремонта).

Состав:

- углеводороды до 50 мг/л;
- диэтиленгликоль следы;
- метанол до 0.3 мг/л.

Стоки направляются в сети завода,где бытовые поступают на биологическую очистку; производственно-дождевые - в емкость-накопитель.

Очищенные бытовые и неочищенные производственно-дождевые перекачиваются на очистные сооружения Суторминский ЦПС и далее закачиваются в систему ППД.

5 ЭКОНОМИКА

5.1. Оценка капитальных вложений

Оценка капитальных вложений в продуктопровод Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ I очередь и Муравленковскую насосную станцию выполнена на основании проектных данных по сметной стоимости строительства. Ниже представленны показатели стоимости этих объектов.

	в ценах 1991 г.	в ценах 1993 г.
Продуктопровод, млн.руб.	1244	261400
(с учетом долевого участия), млн.долл.	110	110
Муравленковская насосная станция, млн.руб.	7.3	338
млн.долл.	-	-

Структура капитальных вложений по направлениям затрат по продуктопроводу приведена ниже.

	в ценах 1991 г.	в ценах 1993 г.
Всего млн.руб.	1244	261400
млн.долл.	110	110
в том числе:		
- строительно-монтажные работы, млн.руб.	935.8	187160
млн.долл.	-	-
- оборудование, млн.руб.	63	25200
млн.долл.	110	110
- прочие, млн.руб.	245.2	49040
млн.долл.	-	-

1000

Капитальные вложения в продуктопровод "Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ" в разрезе глав сводного сметного расчета стоимости строительства представлены ниже по уровню цен 1991г.

		Всего	СМР млн.руб.
1.	Подготовка территории строительства	69	16.6
2.	Объекты основного производственного назначения	495.3	395.9
3.	Объекты подсобно-вспомагательного назначения	49.1	48.7
4.	Объект энергетического хозяйства	46.2	45.4
5.	Объекты транспортного хозяйства и связи	140.7	118.9
6.	Дополнительный транспорт местных материалов	1.3	1.3
7.	Временные здания и сооружения	83.8	83.7
8.	Прочие работы и затраты	124.9	44.9
9.	Технический и авторский надзор	2.6	-
10.	Подготовка эксплуатационных кадров	0.4	-
11.	Проектно-изыскательские работы	12.3	-
12.	Резерв на непредвиденные работы и затраты	36.6	25.9
	ИТОГО:	1062.3	781.4
13.	Долевое участие	181.7	154.4
	ВСЕГО:	1244.0	935.8

По Муравленковской насосной станции в настоящее время основная часть капитальных вложений уже освоена (ориентировочно 6.3 млн.руб. по первоначальной оценке). Неосвоенные капитальные вложения в объеме 1.0 млн.руб. в ценах 1993 г. оценочно составят 240 млн.руб.

1021

5.2. Оценка эксплуатационных затрат

Эксплуатационные затраты по продуктопроводу " Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ" I очередь и Муравленковской насосной станции определены на основании расходных показателей, сводного расчета стоимости строительства, численности обслуживающего персонала и представлены в таблицах 5.1 и 5.2 .

Эксплуатационные затраты рассчитаны в ценах на август 1993 года, в соответствии с действующими нормативными актами и инструкциями по составлению смет эксплуатационных затрат.

Цены на вспомогательные материалы приняты по данным предприятий, производящих вспомогательные материалы, разработчиков технологических процессов, намечаемых в проекте, а также данным, публикуемым в прессе.

Расходы на транспорт вспомогательных материалов приняты в размере 30% от стоимости этих материалов.

Затраты на электроэнергию определены по двуставочному тарифу по данным Тюменэнерго.

Материалы текущего и среднего ремонта приняты в размере 0,5% от основных промышленно-производственных фондов (ОППФ), транспортно-заготовительные расходы приняты в размере 30% от материалов текущего и среднего ремонта.

Затраты на капитальный ремонт определены по "Нормам амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства", 1976 г.

Заработная плата одного работающего принята на уровне 200 тыс.руб. в месяц.

От фонда заработной платы производят следующие отчисления, включаемые в эксплуатационные затраты:

- отчисления на государственное социальное страхование - 5.4%
- отчисления по обязательному медицинскому страхованию - 3.6%
- отчисления в пенсионный фонд - 28.0%
- фонд занятости - 2.0%

Амортизационные отчисления определены по "Единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР", 1990 г.

При этом для амортизационных отчислений, валютная стоимость оборудования при отнесении на баланс основных фондов, пересчитана в рубли по текущему курсу (1 долл. = 1000 руб.)

Прочие расходы приняты в размере 10% от эксплуатационных расходов .

Кроме того, в смету эксплуатационных затрат включены следующие отчисления :

- фонд научно-технического развития - 1.5% от эксплуатационных затрат без стоимости сырья;
- налог на транспорт - 1% от фонда заработной платы;
- налог на просвещение - 1% от фонда заработной платы.

В представленных таблицах эксплуатационных затрат приведены также количественные и ценовые показатели по вспомогательным материалам, энергетическим расходам.

1002

Смета годовых эксплуатационных затрат по продуктопроводу
Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ.
(цены 1993 г.)

Таблица 5.1

	Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
I.	Материальные затраты				13604.1
1.	Энергетические расходы:				48.0
	- заявленная мощность	кВт.	102.4	367.0	37.6
	- потребленная энергия	тыс.кВт.ч.	2.9	3389.0	9.8
	- вода	тыс. м3	0.0	7.1	0.0
	- пар (тепло)	Гкал	3.0	0.0	0.0
	- топливный газ	тыс. м3	1.125	500.0	0.6
2.	Отчнсления в ремонтный фонд предприятия, всего в т.ч.				13556.1
	- материалы текущего и среднего ремонта				1857.0
	- транспортно-заготовительные расходы				557.1
	-затраты на капитальный ремонт ОППФ				11142.0
II.	Расходы на оплату труда				782.4
III.	Отчисления на:				305.1
	- социальное страхование				42.2
	- пенсионный фонд				219.1
	- фонд занятости				15.6
	- медицинское страхование				28.2
IV.	Амортизация основных фондов				11884.8
	Итого				26576.4
V.	Прочие расходы				2657.6
	Страховой фонд				0.0
	Отчисления на научно-техническое развитие				438.5
	Налог на транспорт				7.8
	Плата за землю				0.0
	плата за гектар земли	тыс. руб.			0.0
	занимаемая площадь земли	Га			0.0
	Инвестиционный фонд				0.0
	Местные налоги				
	- на просвещение				7.8
	Вертолетное обслуживание				2950
	Всего текущие затраты				32638

1003

Смета годовых эксплуатационных затрат по Муравленковской НС.
(цены 1993 г.)

Таблица 5.2

	Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
I.	Материальные затраты				310.7
1.	Сырье (за вычетом газа на собственные нужды)	млн.м3	1.125	0.0	0.0
2.	Вспомогательные материалы всего, в т.ч.				8.9
	- масло индустриальное И-12	т	70.0	2.13	0.1
	- этиленгликоль	т	100.0	5.0	0.5
	- моноэтаноламин	т	160.0	0.2	0.0
	- бура	т	348.0	0.0	0.0
	- герметик	т	330.0	0.2	0.1
	- натрий фосфорнокислый	т	120.0	0.0	0.0
	- метанол	т	80.0	100.8	8.1
	- керосин	т	65.0	1.0	0.1
3.	Транспортные расходы				2.7
4.	Энергетические расходы:				286.8
	- заявленная мощность	кВт.	102.4	2240.0	229.3
	- потребленная энергия	тыс.кВт.ч.	2.9	18417.0	53.4
	- вода	тыс. м3	0.0	630.0	0.0
	- пар (тепло)	Гкал	3.0	1350.0	4.0
	- топливный газ	тыс. м3	1.125	0.0	0.0
5.	Отчисления в ремонтный фонд предприятия, всего в т.ч.				12.3
	- материалы текущего и среднего ремонта				1.7
	- транспортно-заготовительные расходы				0.5
	- затраты на капитальный ремонт ОППФ				10.1
II.	Расходы на оплату труда				28.8
III.	Отчисления на:				11.2
	- социальное страхование				1.6
	- пенсионный фонд				8.1
	- фонд занятости				0.6
	- медицинское страхование				1.0
IV.	Амортизация основных фондов				20.3
	Итого				371.0

004

Продолжение таблицы 5.2

	Наименование статей затрат	Единица измерения	Цена единицы, тыс.руб.	Количество	Сумма, млн.руб.
V.	Прочие расходы				37.1
	Страховой фонд				0.0
	Отчисления на научно-техническое развитие				6.1
	Налог на транспорт				0.3
	Плата за землю				0.0
	плата за гектар земли	тыс. руб.			0.0
	занимаемая площадь земли	Га			0.0
	Инвестиционный фонд				0.0
	Местные налоги				
	- на просвещение				0.3
	Всего текущие затраты				415
	Всего тек.затр.без аморт.				394

5.3 Сводная таблица основных технико-экономических показателей по объектам, намечаемых к строительству

N	Наименование объекта	Стоимость строительства в ценах				Годовые эксплуатационные расходы, в ценах 1993г., млн.руб.	Численность обслуживающего персонала, чел.
		1991г.	1993г.				
		млн. руб.	млн. долл.	млн. руб.	млн. долл.		
1.	Продуктопровод Губкинский ГПЗ - Южно-Баллыкский ГПЗ 1 оч.	1244	110	261400	110	32638	375
2.	Муравленковская насосная станция	7.3	-	338*	-	415	12

* - неосвоенные капитальные вложения с учетом основных фондов.

1006

GAS RESOURCES DATA-BOOK 2

(ENGLISH VERSION)

007

BOOK 2

CONTENT

1. Volume of broad cut production and supply Tyumen region 2

2. Scheme of light HC broad cut gathering and transport in West Siberia 8
   - 2.2. Meteorological and climatic conditions 10
   - 2.3. Description of pipeline Gubkinsky GPP - Yuzhno-Baliksky GPP 17
   - 2.4. Technical and economical indices for broad fraction transportation by the railway 30
   - 2.5. Production and distribution balance of light HC broad fraction in West Siberia 35
   - 2.6. The prices for light HC broad fraction and propane 40
   - 2.7. The amounts of production and distribution of commercial gas from GPPs and CSs of Tyumen area 41

3. New construction 49

4. Ecology 50

5. Economics 58

1008

1. VOLUME OF BROAD CUT PRODUCTION AND SUPPLY IN TUMEN REGION

Main producers of broad cut in Tumen region are gas processing plants of Sibneftegaspererabotka. Besides, construction of gas treatment facilities is planned at a number of compressor stations, supplying gas to outside transport, which are intended for broad cut production also.

Design production volumes of broad cut at Sibneftegaspererabotka are estimated for the period up to 2000 for two alternatives:

minimal alternative - is calculated for potential possibility of broad cut production at GPP and CS with minimal alternative of 180 MMt oil production in Tumen region in 1995;

maximal alternative - is calculated for potential possibility of broad cut production at GPP and CS in case of additional loading with raw material of idling and insufficiently loaded GPP facilities.

At the same time broad cut production calculation is performed considering not the availability of product pipeline, but considering potential possibily of its production proceeding from scheduled datesfor gas processing facilities commissioning, raw material volumes, supplied to these facilities and qualitative characteristics of this raw material.

In a whole, it is possible to produce the following volumes of broad cut at GPP and CS,taking into account the above mentioned conditions (tables 1.1, 1.2):

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970
max	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390

including

- at GPP:

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346
max	5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060

- at CS:

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	30	32	558	664	649	628	624
max	17	18	590	1085	1202	1297	1330

In Tumen region, apart from Sibneftegaspererabotka facilities, broad cut is also produced by Surgutsky Plant for condensate stabilization ('GASPROM' concern). Total volume of broad cut produced at Surgutsky Plant for condensate stabilization within the period of up to 2000 could make up:

Thous.ton

1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1000	1100	1100	1065	1030	995	960

Thus, in Tumen region potentialy possible volumes of broad cut production at Sibneftegaspererabotka and concern 'GASPROM' within the period of up to 2000 y. will make up (table 1.3):

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930
max	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350

including facilities, supplied broad cut to Yuzhny Balyk region, these volumes are as follows:

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	4673	4896	6169	6744	6814	6602	6418
max	5929	6763	7990	8988	9672	9733	9816

Transportation of broad cut to Yuzhny Balyk region is planned to be provided by pipeline Gubkinsky GPP - Yuzhny Balyk GPP, which is under design. This broad cut is transported from all operating gas processing plants, but Surgutsky, Krasnolenensky gas processing plants, Pravdinsky and Fjedorovsky compressor stations. Broad cut is transported by existing product pipeline Surgutsky GPP - Yuzhny Balyk GPP from Surgutsky region. Broad cut from Krasnolenensky GPP is not transported to Yuzhny Bakyk region.

Figures 1 and 2 give the detail description of design volumes of broad cut supplied from GPP and CS by product pipelines Gubkinsky GPP - Yuzhny Balyk GPP.

In figure 1 design volumes of broad cut supply are shown in accordance with minimal alternative.

From fig.1, volumes of broad cut supplied to Yuzhny Balyk GPP region by product pipeline minus amounts used for Noyabrsky plant of motor fuels and for home needs of Sibneftegaspererabotka could make up the following:

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	2000
min.	2416	2156	2827	3368	3025	2899

Total quantity of broad cut at Pitjah CS including broad cut from Yuzhny Balyk GPP by this min.alternative make up the the following volumes:

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	2000
min.	2675	2388	3113	3708	3419	3216

In figure 2 the design volumes of broad cut supplied by product pipelines to Yuzhny Balyk GPP region as per max.alternative are presented. Possible volumes of broad cut supplied by product pipeline Gubkinsky GPP - Yuzhny Balyk GPP by years will make up (fig.2):

1010

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	2000
max.	3438	3778	4433	4985	5696	5860

Total quantity of broad cut including Yuzhny Balyk GPP in the area of Pitjah railway station could make up the following in accordance with max. alternative:

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	2000
max.	3795	4125	4810	5392	6133	6372

Thus, possible volumes of broad cut supplied by product pipeline Gubkinsky GPP - Yuzhny Balyk GPP as per max.alternative could make up :

Thous.ton

1994	1995	1996	1997	1998	2000
2416	2156	2827	3368	3025	2899
3438	3778	4433	4985	5696	5860

Taking into account broad cut produced by Yuzhny Balyk GPP total amount of broad cut transported to Pitjah railway station area will be :

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	2000
min	2675	2388	3113	3708	3419	3216
max	3795	4125	4810	5392	6133	6372

1011

Table 1.1

Design potentially-possible production volumes of broad cut for GPP and CS of Tumen region (min alternative)

Mt

Description	YEARS						
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
GPP								
Nizhnevartovsky		530	512	478	454	420	392	356
Belozerny		898	837	811	785	759	713	687
Varjegansky		252	242	224	206	188	154	131
Surgutsky		874	916	916	916	916	813	813
Yuzno Balyksky		259	232	286	340	394	317	317
Lokosovsky		420	442	408	374	340	300	267
Muravlenkovsky		244	228	341	350	350	360	367
Gubkinsky		172	355	552	974	748	681	645
Tarasovsky		-	-	495	616	1020	1249	1251
Krasnolenensky		270	427	496	506	516	522	512
TOTAL:		3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346
CS								
Pravdinskaja		30	32	11	11	11	8	8
Vingapurovskaja		-	-	143	139	127	124	120
Fjedorovskaja		-	-	404	419	413	396	396
Bahilovskaja		-	-	-	95	98	100	100
TOTAL:		30	32	558	664	649	628	624
Production, total:		3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970

1012

Table 1.2
Design potentially possible volumes of broad cut production for GPP & CS of Tumen region
(max alternative)

Mt

Наименование	YEARS						
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
GPP								
Nizhnevartovsky		1253	1630	1605	1580	1554	1529	1495
Belozerny		1221	1187	1116	1229	1250	1271	1350
Varjegansky		232	285	285	285	285	285	390
Surgutsky		1017	1060	1008	1008	1008	1008	988
Yuzhno-Balyksky		357	347	377	407	437	467	512
Lokosovsky		389	417	401	385	370	354	332
Muravlenkovsky		244	348	461	470	470	480	487
Gubkinsky		199	371	552	858	949	798	721
Tarasovsky		-	-	495	616	1117	1249	1251
Krasnolenensky		361	501	512	522	532	543	534
TOTAL:		5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060
CS								
Pravdinskaja		17	18	23	23	23	23	20
Vingapurovskaja with GTCP*		-	-	143	508	608	688	720
Fjedorovskaja		-	-	424	439	453	468	451
Bahilovskaja		-	-	-	115	118	118	139
TOTAL:		17	18	590	1085	1202	1297	1330
Production, total:		5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390

*GTCP - Gas Treatment Complex Plant

1013

Table 1.3
Design production volumes of broad cut in Tumen region

Mt

Description	Years						
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min alternative								
1. Sibneftegaspererabotka broad cut, total		3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970
including:								
- broad cut of GPP		3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346
- broad cut of CS		30	32	558	664	649	628	624
2. broad cut of "Gasprom"		1000	1100	1100	1065	1030	995	960
Production, total		4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930
max alternative								
1. Sibneftegaspererabotka broad cut, total		5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390
including:								
- broad cut of GPP		5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060
- broad cut of CS		17	18	590	1085	1202	1297	1330
2. Broad cut of "Gasprom"		1000	1100	1100	1065	1030	995	960
Production, total		6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350

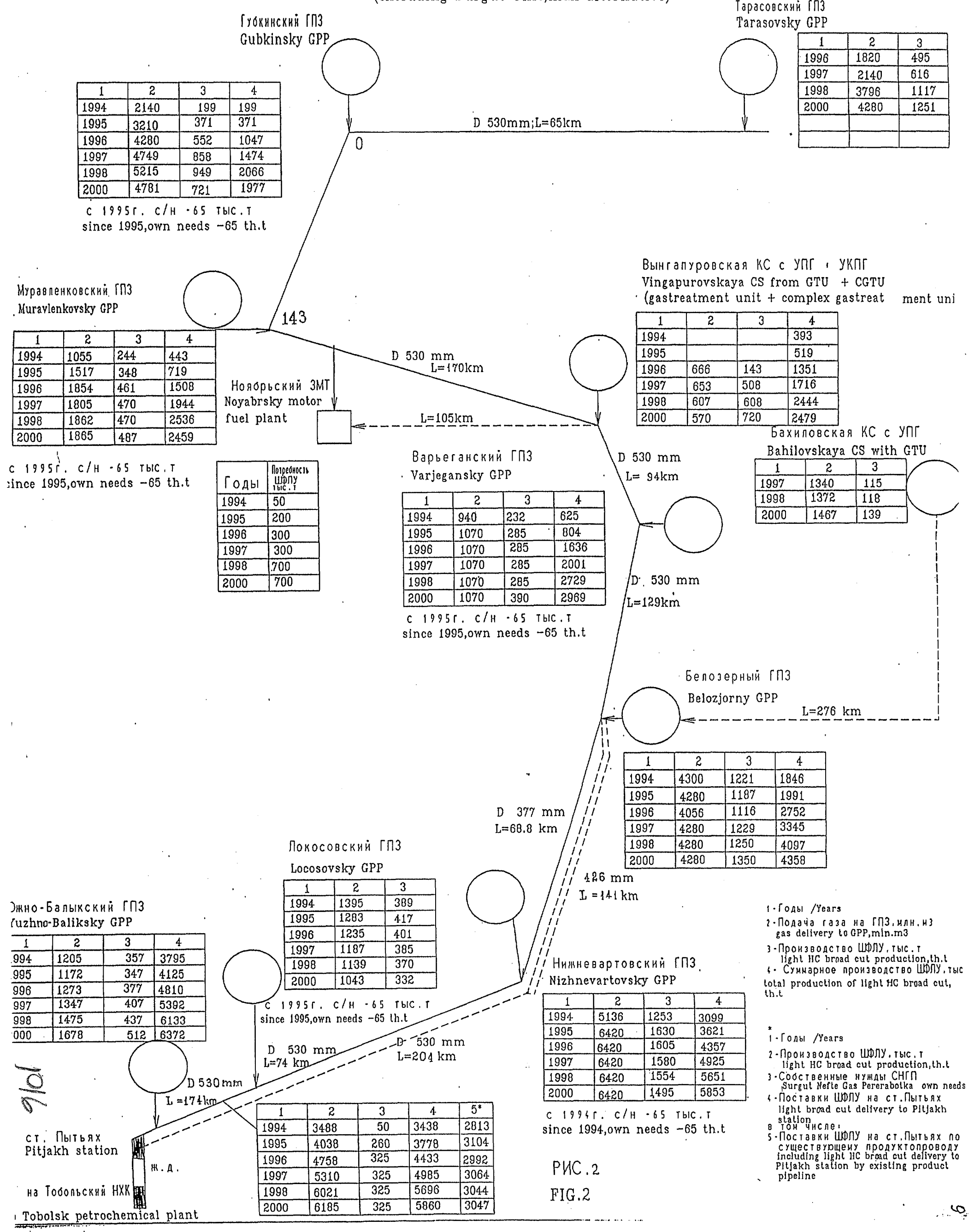
1014

СХЕМА СБОРА И ТРАНСПОРТА ШФЛУ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

(без учета Сургутского узла, максимальный вариант)

Scheme of light HC broad cut gathering and transport in West Siberia

(excluding Surgut Unit, max alternative)



1	2	3	4
1994	2140	199	199
1995	3210	371	371
1996	4280	552	1047
1997	4749	858	1474
1998	5215	949	2066
2000	4781	721	1977

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3
1996	1820	495
1997	2140	616
1998	3796	1117
2000	4280	1251

1	2	3	4
1994	1055	244	443
1995	1517	348	719
1996	1854	461	1508
1997	1805	470	1944
1998	1862	470	2536
2000	1865	487	2459

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

Годы	Потребность ШФЛУ тыс.т
1994	50
1995	200
1996	300
1997	300
1998	700
2000	700

1	2	3	4
1994			393
1995			519
1996	666	143	1351
1997	653	508	1716
1998	607	608	2444
2000	570	720	2479

1	2	3
1997	1340	115
1998	1372	118
2000	1467	139

1	2	3	4
1994	940	232	625
1995	1070	285	804
1996	1070	285	1636
1997	1070	285	2001
1998	1070	285	2729
2000	1070	390	2969

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3	4
1994	4300	1221	1846
1995	4280	1187	1991
1996	4056	1116	2752
1997	4280	1229	3345
1998	4280	1250	4097
2000	4280	1350	4358

1	2	3
1994	1395	389
1995	1283	417
1996	1235	401
1997	1187	385
1998	1139	370
2000	1043	332

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3	4
994	1205	357	3795
995	1172	347	4125
996	1273	377	4810
997	1347	407	5392
998	1475	437	6133
000	1678	512	6372

1	2	3	4
1994	5136	1253	3099
1995	6420	1630	3621
1996	6420	1605	4357
1997	6420	1580	4925
1998	6420	1554	5651
2000	6420	1495	5853

с 1994г. с/н -65 тыс.т
since 1994,own needs –65 th.t

1	2	3	4	5*
1994	3488	50	3438	2813
1995	4038	260	3778	3104
1996	4758	325	4433	2992
1997	5310	325	4985	3064
1998	6021	325	5696	3044
2000	6185	325	5860	3047

1 - Годы /Years
2 - Подача газа на ГПЗ, млн.м3
gas delivery to GPP, mln.m3
3 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC broad cut production, th.t
4 - Суммарное производство ШФЛУ, тыс
total production of light HC broad cut, th.t

*
1 - Годы /Years
2 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC broad cut production, th.t
3 - Собственные нужды СНГП
Surgut Nefte Gas Pererabotka own needs
4 - Поставки ШФЛУ на ст. Пытьях
light broad cut delivery to Pitjakh station
в том числе:
5 - Поставки ШФЛУ на ст. Пытьях по существующему продуктопроводу
including light HC broad cut delivery to Pitjakh station by existing product pipeline

РИС.2

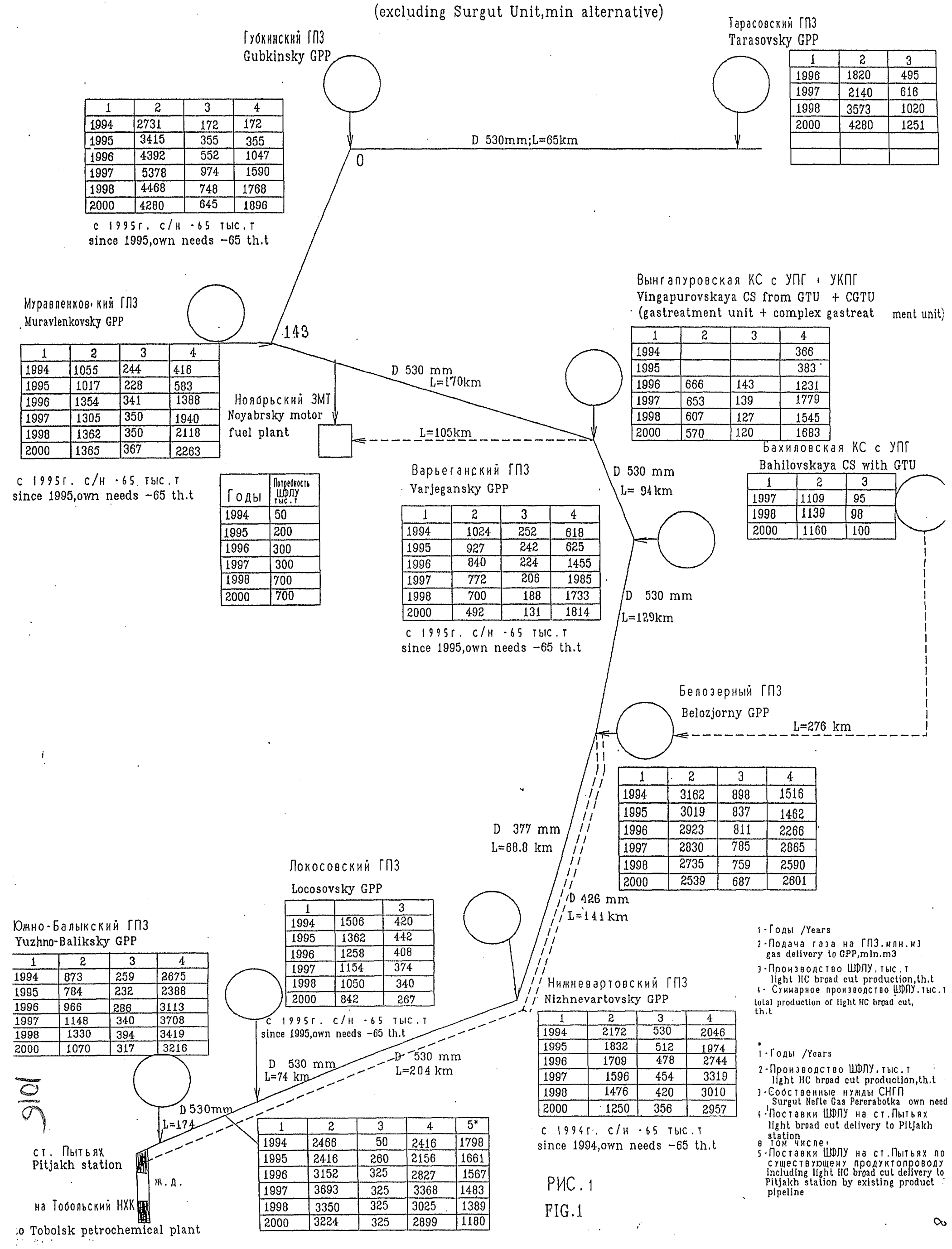
FIG.2

СХЕМА СБОРА И ТРАНСПОРТА ШФЛУ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

(без учета Сургутского узла, минимальный вариант)

Scheme of light HC broad cut gathering and transport in West Siberia

(excluding Surgut Unit,min alternative)



1	2	3	4
1994	2731	172	172
1995	3415	355	355
1996	4392	552	1047
1997	5378	974	1590
1998	4468	748	1768
2000	4280	645	1896

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3
1996	1820	495
1997	2140	616
1998	3573	1020
2000	4280	1251

1	2	3	4
1994	1055	244	416
1995	1017	228	583
1996	1354	341	1388
1997	1305	350	1940
1998	1362	350	2118
2000	1365	367	2263

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3	4
1994			366
1995			383
1996	666	143	1231
1997	653	139	1779
1998	607	127	1545
2000	570	120	1683

Годы	Потребность ШФЛУ тыс.т
1994	50
1995	200
1996	300
1997	300
1998	700
2000	700

1	2	3
1997	1109	95
1998	1139	98
2000	1160	100

1	2	3	4
1994	1024	252	618
1995	927	242	625
1996	840	224	1455
1997	772	206	1985
1998	700	188	1733
2000	492	131	1814

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3	4
1994	3162	898	1516
1995	3019	837	1462
1996	2923	811	2266
1997	2830	785	2865
1998	2735	759	2590
2000	2539	687	2601

1		3
1994	1506	420
1995	1362	442
1996	1258	408
1997	1154	374
1998	1050	340
2000	842	267

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3	4
1994	873	259	2675
1995	784	232	2388
1996	966	286	3113
1997	1148	340	3708
1998	1330	394	3419
2000	1070	317	3216

1	2	3	4
1994	2172	530	2046
1995	1832	512	1974
1996	1709	478	2744
1997	1596	454	3319
1998	1476	420	3010
2000	1250	356	2957

с 1994г. с/н -65 тыс.т
since 1994,own needs –65 th.t

1	2	3	4	5*
1994	2466	50	2416	1798
1995	2416	260	2156	1661
1996	3152	325	2827	1567
1997	3693	325	3368	1483
1998	3350	325	3025	1389
2000	3224	325	2899	1180

1 - Годы /Years
2 - Подача газа на ГПЗ, млн.м3
gas delivery to GPP,mln.m3
3 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC broad cut production,th.t
4 - Суммарное производство ШФЛУ, тыс.т
total production of light HC broad cut, th.t

*
1 - Годы /Years
2 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC broad cut production,th.t
3 - Собственные нужды СНГП
Surgut Nefte Gas Pererabotka own need
4 - Поставки ШФЛУ на ст.Пытьях
light broad cut delivery to Pitjakh station
в том числе:
5 - Поставки ШФЛУ на ст.Пытьях по существующему продуктопроводу
including light HC broad cut delivery to Pitjakh station by existing product pipeline

РИС.1

FIG.1

2.2.Meteorological and Climatic Conditions.

2.2.1. Section of pipeline route from Tarasovsky GPP up to Gubkinsky GPP

Brief climatic characteristic.

Climatic characteristic of survey region is accepted as per nearby meteological station Tarko-Sale.

The climate of this region is sharp continental. Winter is severe, cold and long.Summer is short and warm. Transition seasons like autumn and spring are short. There are late spring and early autumn frosts. Frost free period is very short. Sharp fluctuations of temperature through over the year and evenof the day are observed.

Average annual air temperature is minus 6.7oC, average month air temperature of the coldestmonth January is minus 25.0 oC and of the hottest month July is plus 15 oC. Absolute minimum of temperature minus 61 oC is registered in February; absolute maximum of temperature +34 oC is registered in June-July. Frost free period covers 89 days and steady frost period lasts 189 days. The date of the first frost is 2.09 in autumn; the date of the last frost is 6.06 in spring.

There are a lot of precipitations in the region, especially during warm period: from April through October that is 428 mm; in cold time: from November through March that is 156 mm. Total annual quantity of precipitations is 584 mm. High air humidity stays adequately; average relative humidity varies within 68-86%.

Maximum height of snow cover is 102 cm. Snow cover is formed on 12.10 and the date when it goes off is 23.05. Snow cover stays 224 days. South and north-west winds prevail during the year. In January south and south-west winds prevail, while in July prevail north and north-west ones. Average annual wind velocity is 3.7 m/sec, average wind velocity in January is 3.4 m/sec and the same in July is 3.5 m/sec.

Temperature of five coldest days makes up minus 46 oC. From October through May freezing-drizzle and white frost phenomena are observed. Their frequency varies within wide ranges. Two days of glaze and 38 days of white frost are observed on an average per year.

Average quantity of days with thunderstorm is 14.

Construction region of linier section of product pipeline is very swampy, rich with lakes sloping and wavy plain, which belongs to lake and alluviation genesis, complicated with large valley of Pyaku-Pur and its tributaries.

Swampy areas have different microlandscapes, where ridge and water hole landscape prevails with peat deposit thickness down to 2-3 meters.

Mineral part of soil layer is composed mainly of different grained sands. Clay soils (sandy loam, loam) occur in sand layer in a form of small lenticles and partings.

Soil layer of the region is completely watery, except for some individual dry valley areas (drained valley slopes of rivers and brooks, separate elevated sections of relief) underground water level goes as low as 1-4 meters.

Areas of island, discontituous spread of permafrost soils, which are morphologically presented by swampy relief in a form of flat and hummocky peat bog (alternation of frost ridges with water holes) refer to the central parts of swamp blocks.

Product pipeline route goes through the following landscape and morphological type of the region: swamps of the Ist, IInd and IIId type, lakes, rivers and brooks floodplains, dry valley section, permafrost soils spread.

Swamps of the Ist type have pine-bushy microlandscape and belongs to peripheral sections of swamp areas. They are composed, as rule, of heavily decomposed peats with thickness down to 1.0-1.5 meters.

Swamps of the IInd and IIId types have ridge-water hole, lake and ridge water hole landscape. They refer to the central parts of swamp areas and make composition for melting water hole section on flat hummocky frost peats with peat thickness down to 1.0-1.5.

Lakes are components of swamp blocks. They have different sizes and configuration. Lake bottom is made,as a rule, of liquescent peat with thickness down to 1.0 meter with depth 1.5-2.0 meters maximum.

Floodplains of rivers and brooks, including large valley of the Pyaku-Pur river, are swampy, as a rule, rich with oxbows and anabranches. They have negligible (relatively) erosion cut-in (lateral erosion prevails). Back swamps have typical for lowland swamps landscape, often with floating mat sections. Thickness of peat deposit often makes up 3 m.

Dry valley sections refer to drained valley slopes of rivers and brooks, to individual elevated sections of relief. They are composed of different grained sands, which are a little ferruginated.In a number of cases surface sandy loams occur, sometimes loams with thickness down to 1.0 m:

Sections with permafrost soils spread refer to central parts of swampy areas. They have discontinuous, island propagation, epigenetic freezing confluent type. Morphologically they have the form of swamp relief like flat and hummocky peat bog (irregular alternation of frozen ridges with melting water holes).

Permafrost soils (because of epigenetic freezing) are presented by the same lithologic varities as melting soils, that is by peat and sand as well as by sand loam and loam.

Soils are of high temperature;at zero fluctuation depth(7-9 m)temperature makes up -0.4-0.6 oC.

Seasonal freezing-melting of permafrost is 0.5 m in an average.

Thickness of permafrost soils is not less than 15.0 m.

General hydrographic characteristic.

Hydrographic network of considered territory belongs to the Kara Sea basin and represented by a great number of big and small rivers, which have constant flow. The territory is distiguished by abundance of lakes, mainly small ones.

The characteristic feature of the territory is a vast spread of swamps. In some catchments swamping achieves 90%.

Product pipeline route crosses the following rivers: Etuyaha, Piryaaha, Naretsyaaha, Kenyangyatarkayaha, Pyaku-Pur and a number of brooks without names.

The characteristics of all the rivers are following:

- River bed is very twisting with the width of 5 m, except for the Pyaku Pur with the width of 130 m.
- Floodplains are two-sided. Width of floodplain of the Pyaku-Pur river reaches 14875 m.
- Catchment areas are heavily swampy. There are a lot of running water lakes in the catchment area. The percent of weighted average extent of lakes varies from 0.19% to 0.64%.
- Floodplain of Pyaku-Pur is expressed faintly, scarred with oxbows, anabranches, floodplain lakes. Because of plain characteristic of relief, slope of the river is negligible.
- Brooks, as a rule, are of interswamp character. The width of river bed is up to 3 m.The river bed itself is twisting. The floodplain is two-sided.

1018

2.2.2. The section of the product pipeline from Gubkinskyi GPP to N-Vartovskyi GPP.

The region of construction is Tumen Region, Purovsky and Nizhnevartovsky areas.
The climatic conditions of the area are given in the Table bellow:

Abs.min. t, C	Abs.max. t, C	Aver.t, coldest period, C	Aver.max. t,hottest month, C	Max. of aver. wind speed, m/sec	Aver. frost line, cm
-61	34	-32	20.7	5.3	240 and more

Annual precipitations,mm: 676
Daily max. precipitations,mm: 68
Wind velocity value (can be higher by 5% during year), m/sec: 7.5
Recurrency of wind direction and average wind velocity are given in the Table:

Rhumbs	January		July	
	Recurrency, %	Velocity m/sec	Recurrency, %	Velocity m/sec
N	3	2.5	22	2.5
NE	7	2.7	13	3.9
E	13	4.6	15	4.2
SE	10	4.7	8	6.5
S	13	4.9	7	3.6
SW	16	4.9	10	38
W	22	4.5	13	4.2
NW	6	4.1	12	12
Calm	12	-	10	-

From the starting point of Gubkinskyi GPP up to Nizhnevartovsk GPP product pipeline route goes over Pur and Nizhnevartovsk Regions which are woody to South in parallel to the gas pipeline under design and then in parallel to power transmission line of 500 kV at a distance of 1 km from it.

From Muravlenko GPP the route goes by itself over woody and marshy area. At a distance of 12 km from railway "Surgut-Urengoy" (North of railway station Nojabrskaya) the route goes in parallel to automobile road between station Noyabrskaya and Vingapurovskoye oil field in one passage way with gas pipeline.

The route by-passes the Vingapurovkoye oil field from the North side and then goes in parallel with passage way of interconnecting pipelines at a distance of 1 km from it to the South direction, by-passing North-Varveganskoye, and Samotlorskoye oil fields.

The route goes over taiga, crossing a number of swamps and lakes.

The road network is developed slightly in this region and within some areas roads are absent.

1019

The relief of the terrain is represented by rugged plains and slightly hilly.
The product pipeline crosses the rivers:
Tityu-Yakha, Kharuchei-Yakha, Pyaku-Pur, Agan, Vakh.
The rivers Agan, Vakh and Pyaku-Pur are navigable.

1020

2.2.3. Section of the Pipeline Route between Nizhnyvartovsk GPP and Ushny Balick GPP.

The section ofthe product pipeline goes over Nizhnevartovsk, Surgut and Neftejugansk regions of Khanti-Mansiysk Autonomous territory of Tjumen area.

On its way pipeline route crosses large rivers: Ob with floodplain canals,Bolshoi Ugan.

The terrain of the pipeline route is plain relaiting to taiga zone. Pipeline route mainly goes over the left bank of Ob river, as independent passageway. Roards in this region are develo ped only in the starting and final localities, parallel communications along the main part of the route are not available.

Terrain of the pipeline route is covered by forests with the exception of Ob floodplain and marshes.

The forests are of the b lended breeds with predominant of coniferous breeds:pine,cedar,spruce. Among foliate breeds there are asp, birch. On the marshes the flora is presented by oppressed pine. According to the classification of SNIP IY-2-82 forests along the route are considere d to be the forests of small and middle size, thick.

Predominant soils of the route are loams of diffrent consistence, in the valleys of the rivers the interstratification of soils is significant (loams, sandy loams, sands).

The extention of marshes of the I and II types composes 54 km, of flooded parts (floodplains) - 44 km.Supporting surface of marshes is from 0.1 to 0.2 kgf/cm2. The banks of small rivers are formed by loams with interlayers of sandy loams and sands, their waterways are formed by small and middle sands. The more detailed characteristics of local specifications of the route is shown in the Tables 2.2.3.1; 2.2.3.2 and 2.2.3.3.

The climate of the region is typically continental with severe long winter and warm short summer. The average temperature of the co ldest five-day period is 43 C below zero.

The freezing of the soil begins in October, the defrosting begins in the end of April, in the beginning of May. The hydrographical system of the route passage region is presented by the river Ob with the floodpla ins, channels and also by the rivers Bolshoi Ugan, Mali Ugan, Bolshoi Balick.

The route crosses 44 waterways, 9 of them with width of more than 30 metres in the low water level, with the width of the surface of water in the low water level from 10 up till 30 metres, 30 of them with the width of less than 10 metres.

The average date of the beginning of the complete freezing falls within the end of October, the beginning of November, average duration of the complete freezing is 184-189 days. The mean thi ckness of ice varies from 0.54 to 1 metre.

The debacle of rivers falls within the 1st decade of May, high water on the small rivers ends in August, and on Ob river it ends in September.

Bill of the Main Parameters of Product Line Route N-Vartovsk GPP - Ushny Balick GPP.

Table 2.2.3.1

N	Parameters	Measuring units	Quantity
1	Route section length	km	251.0
	Including:		
	Flooded areas		44.5
2	Marshes with length less than 500 m		
	I type	km	3.1
3	marshes with length exceeding 500 m		
	I type	km	32.8
	II type	km	18.0
4	Rivers and brooks with water surface during low water		
	up to 10 m	pc	30.0
	10 - 30 m	pc	5.0
	51 - 75 m	pc	4.0
	100 - 300 m	pc	4.0
	more than 300 m	pc	1.0
5	Route passage over the lands:		
	Forest and bushes	km	217.4
	Meadow, hay fields, pastures	km	30.23
6	Motor roads croosings	pc	6
7	Communication crossings:		
	air	crossing	20
	underground	crossing	15

1022

Characteristics of Swamps and Flooded Areas

Table 2.2.3.2

N	Swamp type	Meam depth m	Total length m	Brief characteristics
1	I	0.5-0.8	35900	Upland moor, passable, composed of underdecomposed peat of steady consistence. Mineral bottom is soft lamillar loam, water saturated sands. Swamp water from the surface.
2	II	1.8-4.0	18100	Swamps, difficult for passing, with mounds. Composed of underdicomposed peat at the sides and well decomposted non-steady consistence peat is in the center of swamp. The base is soft lamellar loam. Lakes can be met on the swamps. Swamp water from the surface.
3	Periodically flooded areas [floodplains]		44500	Floodplains of the rivers Ob and Bolshoj Ugan, overgrowned by bushes, small pine. Formed by soft loams, wet peat sands. Lakes can be met on the swamps. Undeground waters overlie the depth of 0m - 5.0m.

Bill of Water Crossings with Water Surface from 10 up till 30m crossed by Product Line Rought.

Table No.2.2.3.3.

km along the route of the pipeline	The name of the passing	Characteristic of the water crossings			
		Low water width [m]	Low water depth [m]	Low water stream speed [m/s]	Geology
662	r. Kuljegan	29	1.2	0.2- 0.3	sand
681	r. Ivana Stepanovicha	16	1.0	ditto	sand
734	r. Sakkinchjaha	25	1.5	ditto	sand
777	r. Kelmsap	22	1.8	ditto	sand
835	r. Bolshoj Balik	16	1.2	ditto	sand

2.3 Description of pipeline Gubkinsky GPP - Yuzhno-Baliksky GPP.

2.3.1 Technological Decisions

Processing of associated gas produced in Tyumen region fields is connected with the problem of trasporting the valuable hydrocarbon feed stock for petrochemistry, i.e. light HC broad cut, from production areas to the areas of its processing.

The project considers the approved alternative of broad cut transportation for the 1st stage of construction of Gubkinsky GPP - Yuzhny Balik product pipeline, of 861km long, dia. 530mm. Its capacity is designed and indicated in the balance. The product pipeline is designed to transport the products of Gubkinsky GPP, Muravlenkovsky GPP and the 3d stage of Varjeganskaya CS to main facilities in Yuzhny Balik; to increase the reliability of acting pipeline system for broad cut transporting from Nizhnevartovsky GPP, Belozjorny GPP, Locosovsky GPP and in future to add new oil gas processing facilities in the region.

The following scheme of pumping is accepted by the project:

- the product from Gubkinsky and Muravlenkovsky GPP (under pressure 28kg/cm2, i.e. the pressure of process units of broad cut production) is directed to main pump station, located in Noyabrsky GPP region.
- further broad cut pumping is performed by pumps of main pump station.
- pumping up the product to pipeline from Varjeganskaya CS and Nizhnevartovsky GPP is performed by pumps, which are provided or exist at these facilities.

Decisions on the 1st stage of construction justify the laying of pipeline as part of linear part, dia.500mm and 861 km long with connecting pipings to acting product pipeline of 37.6km total length, with connecting pipings to gas pipelines of 10km total length and one main pump station in Muravlenkovsky GPP region.

Nowadays, the following product pipeline sections are under operation:

- Muravlenkovsky GPP - condensate pipeline "Urengoi-Surgut" (135-204km) tie-in.
- Belozyorny GPP - Nizhnevartovsky GPP (543-619km).

Linear part of product pipeline is made of low-alloy piping of 09 Г2С type, dia.530x6 and dia. 530x7.1 of the following chemical composision, in %.

carbon	-	0.1	
silicium	-	0.50	
manganese	-	1.65	
phosphorus	-	0.025	
sulfur	-	0.010	
vanadium	-	0.08	
aluminum	-	0.06	
niobium	-	0.06	
additional microaddings			
chromium	-	0.30	max
nickel	-	0.30	max
copper	-	0.30	max
titanium	-	0.09	max
molibdenum	-	0.09	max

Carbon equivalent of every heat $C_э$=0.43.

1024

Temporary rupture strength	- 529 kgf/mm2
Yield strength	- 392 kgf/mm2
Impact strength (by Mesnager)	
at temperature minus 60 C:	
average	- 4 kgf.m/cm2
minimum	- 3kgf.m/cm2

2.3.2 Muravlenkovskaya Pump Station.

Technical description.

HC broad fraction produced in Gubkinsky and Muravlenkovsky GPP goes to main pump station in Muravlenkovsky GPP region. In case of emergency shut down of pump station or emergency on product pipeline, light HC broad fraction is supplied from Muravlenkovsky GPP to intermediate emergency-process vessels of 800m3 volume in Muravlenkovsky GPP region, and light HC broad fraction from Gubkinsky GPP is supplied to emergency-process vessels of 600m3 volume in Gubkinsky GPP region.

Feed stock characteristic

HC broad fraction,produced by Muravlenkovsky GPP has the following composition, weight %

C2H6	2.77
C3H8	33.27
iC4H10	18.33
nC4H10	22.25
iC5H125	7.50
nC5H12	6.73
C6H14	6.33
C7H16	0.926
C8H18	1.058
C9H20	0.836

The amount of light HC broad fraction from 2 stages is 80026kg/h, specific weight - 540 kg/m3, 672.218 Mt/y of light BH broad fraction of grade "A" as per TY 38.10524-83.

HC broad fraction produced by Gubkinsky GPP, weight %

	1st stage	2nd stage	3d stage	4th stage
CO2	0.01	-	-	-
C2H6	2.86	2.52	2.52	2.52
C3H8	57.43	49.86	49.86	49.86
iC4H10	10.73	11.12	11.12	11.12
nC4H10	19.15	22.36	22.36	22.36
iC5H12	3.93	5.42	5.42	5.42
nC5H12	3.93	5.62	5.62	5.62
C6H14	1.48	1.97	1.97	1.97
C7H16	0.34	0.57	0.57	0.57
C8H18	0.09	0.32	0.32	0.32
C9H20	0.05	0.24	0.24	0.24

The amount of light HC broad fraction from 4 stages is 203511 kg/h, specific weight 530 kg/m3, 1709.49 Mt/y of light HC broad farction of grade "A" as per TY 38.10524-83.

After metering the light HC broad fraction is supplied to buffer vessel E-104 and to the inlet of main pumps HЦ-101/1-6 (five - working, one - stand by).

Pump inlet pressure is 1.5 MPa, and discharge pressure is 4.4 MPa.

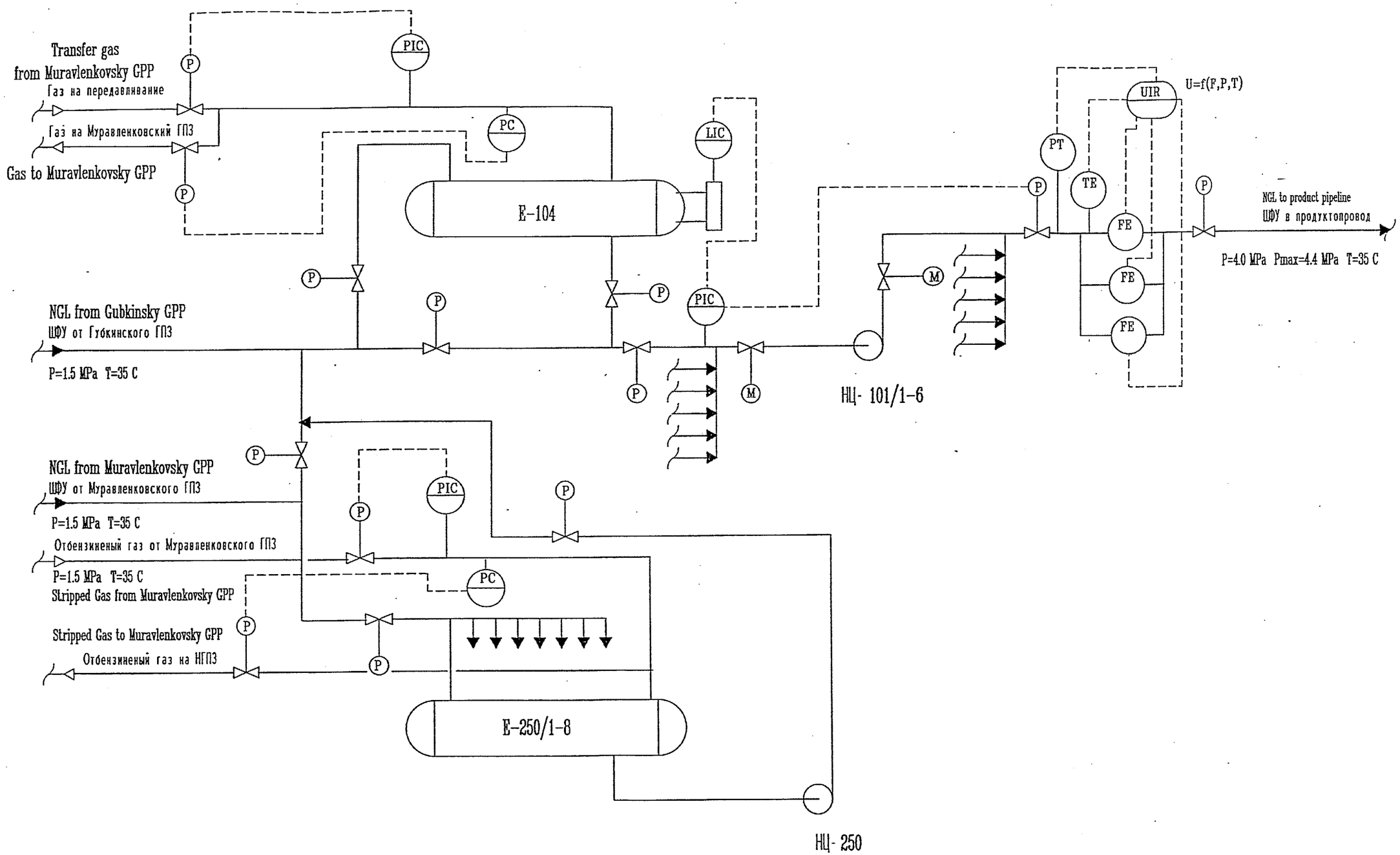
Pumps are cooled by 60% ethylene glycol solution.

1026

Total volume of intermediate emergency-process vessels is 800 m3. The volume of one vessel is 100 m3. The vessels are used to accept HC broad fraction from Muravlenkovsky GPP in case of emergency shut down of pump station or in case of emergency on product pipeline.

Light HC broad fraction is pumped out by pump HЦ-250 to main pump station inlet.

1.2 MPa pressure in vessels E-250/1-8 is maintained by stripped gas from gas processing unit. Gas surplus is supplied to the inlet of unstripped gas compressors of Muravlenkovsky GPP. For equipment specification see Table 2.3.2.1.



Принципиальная технологическая схема. Муравленковская НС.

Process Flow Diagram. Muravlenko GPP.

1028

СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ. EQUIPMENT DATA SHEET

Таблица 2.3.2.1 TABLE 2.3.2.1

НИПИгазпереработка NIPIgaspererabotka

КОНТРАКТ № 2435 CONTRACT

МУРАВЛЕНКОВСКАЯ НС.
MURAVLENKOVSKAYA PUMP STATION.
СПЕЦИФИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
EQUIPMENT DATA SHEET

НОМЕР ПОЗИЦИИ ITEM №	НАИМЕНОВАНИЕ DESCRIPTION	КОЛИЧЕСТВО QUANTITY раб. operating	рез. stand-by	ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ TECHNICAL DATA	МАТЕРИАЛ MATERIAL	Давление, МПа PRESSURE, MPa раб. operating	расч. design	Температура, С TEMPERATURE, C раб. operating	расч. design	Вес ед. оборуд., т EQUIPMENT piece weigt, t	ПРИМЕЧ. NOTES
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Площадка резервуаров на МГПЗ. Tank area at oil and gas processing plant.										
С -250	Факельный сепаратор Flare separator	1		Диаметр - 1.0м Diameter,m Длина - 6.87м Length,m Объем - 4м3 Volume,m3	Сталь низколигированная Low alloyed steel	0.05	0.6	-30- 200	-60- 200	2.15	
Е - 250	Емкость Tank	8		Диаметр - 3.0м Diameter,m Длина - 14.884м Length,m Объем - 100м3 Volume,m3		1.3	1.8	-60- 35	-60- 100	23.86	

КОНТРАКТ № 2435

Лист 22

1029

Продолжение табл.2.3.2.1
Table 2.3.2.1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Е -252	Емкость дренажная Drain tank	1		Объем - 12.5м3 Volume,m3 Диаметр - 1.6м Diameter,m Длина - 6.400м Length,m	Сталь низколигироанная Low alloy steel	1.65	2.0	-60-35	-60-100	4.27	
Е - 253	Ресивер Receiver	1		Объем - 6.3м Volume,m3 Диаметр - 1.4м Diameter,m		0.6	0.785	-"-	-"-	1.365	
НЦ-250	Насос Pump Электродвигатель Motor	1		Производительность - 40-50м3/час Capacity,m3&hr Мощность - 75квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	ст.углерод. carbon steel	125м.ст.ж. Напор Head	-40-35	-40-200	0.57	Герметичный Tight	

Продолжение табл.2.3.2.1
Table 2.3.2.1 Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
С-101	Сепаратор Separator	1		Объем - 4м3 Volume,m3 Диаметр - 1.0м Diameter,m Длина - 6.07м Length,m		0.05	0.6	-30-200	-60-200	2.15	
Е-101 Е-105	Емкость дренажная Drain tank	2		Объем 12.5м3 Volume,m3 Диаметр - 1.6м Diameter,m Длина - 6.400м Length,m		0.6	2.0	0-30	-60-100	4.21	
Е-102	Емкость Tank	1		Объем - 5м3 Volume,m3 Диаметр - 1.900м Diameter,m		атм. atm.	0.04	40	-60-90	1.0	
Е-103	Емкость дренажная с погружным насосом Drain tank with submerged-type	1		Объем 12.5м3 Volume,m3 Диаметр - 2.0м Diameter,m Длина - 4.20м Length,m		-"-	0.07	20-40	-60-100	4.057	

Продолжение табл.2.3.2.1
Table 2.3.2.1. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Е-104 Е-106	Емкость буферная Buffer tank	2		Объем 200м3 Volume,m3 Диаметр - 3.4м Diameter,m Длина - 23.09м Length,m	Сталь низколигированная Low alloyed steel	1.2	1.8	35	-60-200	48.86	
Е-110	Воздухосборник Oircollector	1		Объем - 6.3м3 Volume,m3 Диаметр - 1.4м Diameter,m		0.6	0.8	-60-35	-60-100	1.425	
Т-101	Аппарат воздушного охлаждения Air Cooler	1		Поверхность -220м2 Surface,m2		0.2	0.6	40-30	-40-300	2.17	
	Электродвигатель Motor	2		Мощность - 3квт Power,kW Напряжение -380В Voltage,V	--"--						
Нагрузка.млн.ккал/час - 0.04 Duty,M.M.kcal/hr											
НЦ-101	Насос Pump	5	1	Производительность -120м3/час Capacity,m3/hr	ст.углерод. carbon steel	460м.ст.ж. m.of w. c. Напор Head		35	-40-200	5.815	Центробежный Centrifugal
	Электродвигатель Motor			Мощность - 315квт Power,kW Напряжение - 660В Voltage,V							
НЦ-102	Насос Pump	1	1	Производительность -3.6м3/час Capacity,m3/hr	--"--	Напор 16м.ст.ж. Head m.of w. c.		40	-"-	0.895	Вихревой Vortex

Продолжение табл.2.3.2.1
Table 2.3.2.1. Continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Электродвигатель Motor			Мощность - 1.5квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V							
НЦ-103	Насос(комплектно с Е-103) Pump (complete with Е-103) Электродвигатель Motor	1		Производительность -31м3/час Capacity,m3/hr Мощность - 15квт Power,kW Напряжение - 380В Voltage,V	ст.углерод. carbon steel	45м.ст.ж. m. of w.c. Напор Head		20-40	-40-200	0.787	Погружной Immercible

1033

2.3.3 State of Construction Works

Table 2.3.3.1

Type of work	Pipeline Sections					
	1-135	135-305	305-416	416-609	609-731	731-801
	% of readiness					
Welding	87	100	100	100	100	100
Preparation of route	89	100	100	100	100	100
Pipe laying	81	100	100	100	100	100
Trench work	67	100	100	100	72	63
Butt welding	78	100	100	100	84	63
Pipe fall into trench	67	100	100	100	71	63
Trench filling	67	100	100	100	71	63
Pipe washing	0	100	0	35	8	0
Hydraulic test	0	100	0	35	8	0

Electrical chemization, telemechanics and communication were not fulfilled.

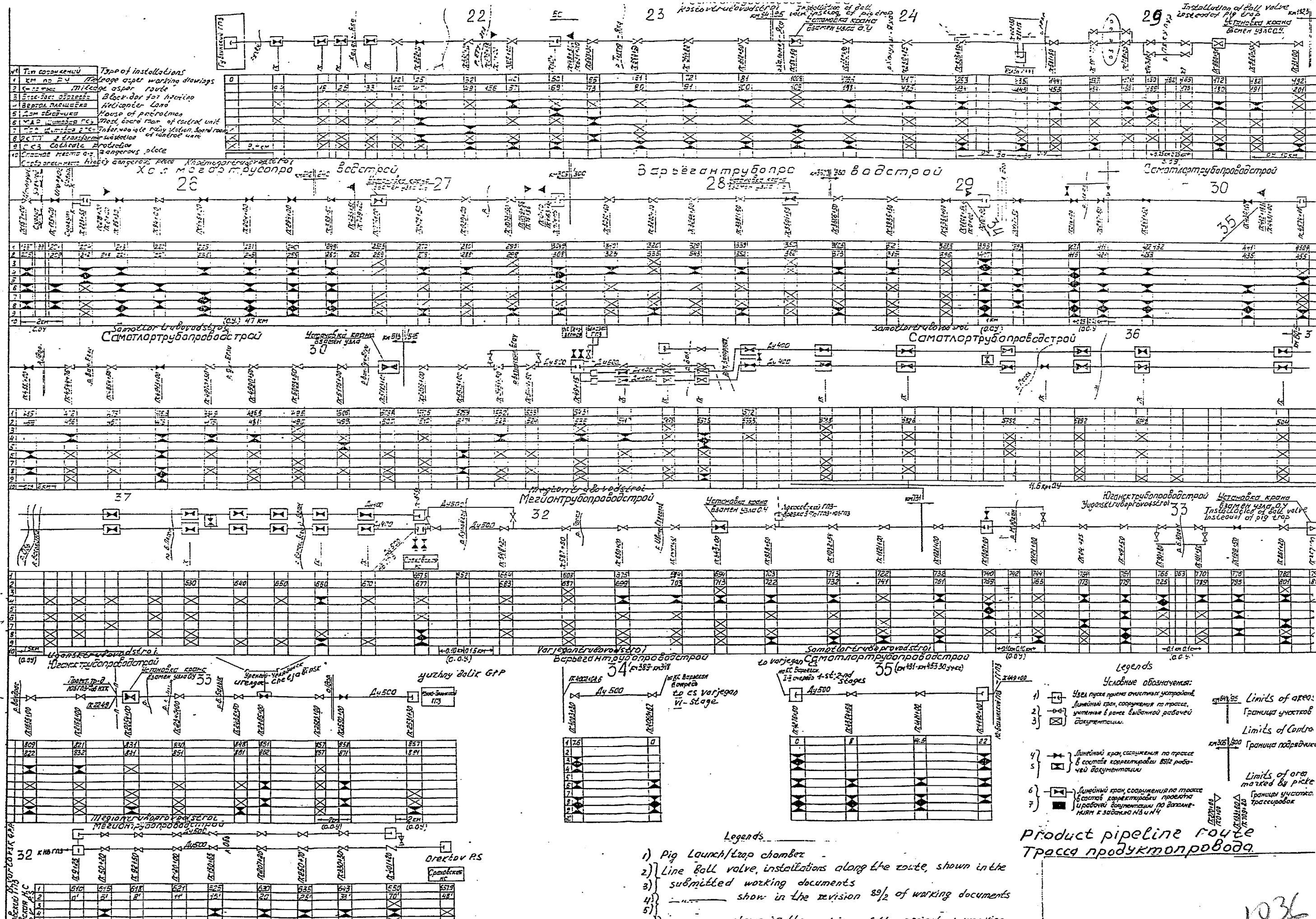
At present the following number of valve assemblies (valves with pipings) is installed on product pipeline:

94 km thru 135 km - 5 pcs.
135 km thru 192 km - 7 pcs.
192 km thru 242 km - 3 pcs.
242 km thru 305/300 km - 2 pcs.
513 km thru 619/609 km - 18 pcs.
619/609 km thru 731 km - 6 pcs.

Ball valves Dn 500, Pn 80.

2.3.4. Characteristics of Pipelines for Broad Fraction of Light HC (NGL) Tied-in to the Main Product Pipeline.

Point of NGL Supply	Temperature, C	Inner Diam. mm	Length of Pipe Section, km	Flow Velocity m/sec	Pdis. at GPP outlet
Tarasovsky GPP (up to Gubkinsky GPP)	35	500	65	0.14-0.36	2.8
Gubkinsky GPP	35	500	1	0.19-0.29	2.8
Muravlenkovsky GPP	35	400	1	0.11-0.17	2.8
Vingapurovskaya CS	35	300	1	0.10-0.12	2.8
Varyegansky GPP	35	300	11	0.11-0.20	2.8
Byelozerny GPP	35	300	2	0.55-0.72	5.5
Nizhnevartovsky GPP	35	500	40	0.10-0.15	5.5
Lokosovsky GPP					
— to the old line	35	150	1	0.86-1.43	4.7
— to the new line	35	300	60	0.21-0.35	


Type of installations
Mileage aspr working drawings
Mileage aspr route
Block-box for heating
Helicopter Land
House of petroleum
Mod. board room of control unit
Intervalve relay station. Board room of control unit
2 transformer substation
Cathodic protection
Dangerous place
Installation of ball valve instead of pig trap
Установка крана взамен узла
Самотлортрубопроводстрой
Югансктрубопроводстрой
Мегионтрубопроводстрой
Варьеганнефтепроводстрой
Yuzhny Balik GPP
Legends
Условные обозначения:
Узел пуска приема очистных устройств, линейный кран, сооружения на трассе, учтенные в ранее выданной рабочей документации.
Линейный кран, сооружения по трассе в составе корректировки 89/2 рабочей документации
Линейный кран, сооружения по трассе в состав корректировки проекта и рабочей документации по дополнениям к заданию N3 и N4
Limits of areas
Граница участков
Limits of Contra
Граница подрядчика
Limits of area marked by picke
Границы участков трассировок
Product pipeline route
Трасса продуктопровода
1036

2.4. Technical and Economical Indices for Broad Fraction Transportation by the Railway.

According to technical and economical calculations the intensification of the existing railway section Tyumen-Tobolsk-Surgut-Purpe-Urengoi is not required for transportation of 2.0 mln.t/year of broad fraction by the railway. The exclusion concerns the expenditures, referring to construction of the industrial railway station with necessary track development, construction of approach lines, tank farm pipe racks, etc.

The description and list of facilities and structures provided for the broad fraction transportation are given the table 2.4.1. The list includes the expenditures referring to creation of the services providing the maintenance of the tank farm itself. The facilities to be constructed are defined considering the current technological designing norms.

Scope of capital investments in the industrial facilities construction for broad fraction railway transportation is defined in the 1991 (the basic) and 1993 year prices.

In order to define the expenditures for broad fraction transportation by the railway in the 1993 year prices, the list prices, valid since 1990 are accepted as the basic for calculation, considering additional increasing coefficients given in the Resolution of the Russian Federation Government in 1992 -1993 (table 2.4.2.).

As a result the charge for broad fraction transportation from the railway station Purpe to Uzhno-Balik GPP, using the tank-cars of PO "Purneftegas" its own raiway stock made up 7136 rouble/t in September 1993.

The requirement of rolling stock (tank cars) is defined by the calculation as 1100 pcs with capacity 75 m3. The price of one tank car in September 1993 is accepted according to "Azovmach" plant-manufacturer data as 35 mln. roubles.

Annual expenditure estimate for the operation of the designed facilities (considering tank-cars) is given in the table 2.4.3.

The number the servicing personnel is roughly estimated as 330 persons, including 170 persons in the repair and test center.

Evaluation of Capital Investments in the Facilities and Structures Provided for Broad Fraction Transportation by Railway, mln. Roubles

Table 2.4.1.

Item No.	Facility and Structure Description	1991 Total	Incl. Construction and Erection Works	1993 Total	Incl. Construction and Erection Works
1.	Pipe racks for 60 racks, 2 pcs	3.2	3.0	661.9	588.0
2.	Inspection pipe rack, 60 rackss	1.3	1.2	259.0	247.1
3.	Pump station under shed (2pcs) with antifreeze cooling unit	1.5	1.0	393.4	199.2
4.	Technical building	0.4	0.3	103.6	74.4
5.	Heating block-box for shift personnel	0.1	0.1	36.1	14.4
6.	Drain tank area and receiving units of spilled product 2 + 4pc	0.1	0.7	232.0	138.6
7.	Nitrogen storage	0.3	0.2	90.0	49.5
8.	Air compressor station	0.1	0.1	32.7	15.9
9.	Repair and test station	5.8	5.4	1163.9	1082.8
10.	Isothermic storage:				
	- tank, V=20000 m3	4.6	4.5	932.4	900.6
	- cooling compressor building	3.6	1.3	1155.4	266.5
	- external yard of cooling compressor station	4.2	2.6	1138.0	517.7
	- thermostatic control compressor building	0.1	0.1	18.9	10.1
	- external yard	0.2	0.1	43.1	22.9
	- sanitary effluents sewerage pumping station	0.1	0.1	9.5	8.7
	- industrial-rain waters sewerage pumping station	0.1	0.1	28.4	25.7
	- flare facility	0.1	0.1	23.8	18.5
11.	Product storage:				
	- ball valves V=2*9600 m3	7.0	6.7	1426.6	1342.6
	- heat facility, 2 pc	0.6	0.4	169.4	83.0
	- sanitary effluents sewerage pumping station, 2 pcs	0.2	0.2	19.0	17.4
	- industrial-rain waters sewerage pumping station 2 pcs	0.2	0.2	56.8	51.4
	- flare facility, 2 pcs	1.0	0.8	229.8	157.1
12.	Boiler house with 4 boilers	0.7	0.4	185.7	77.5
13.	Fire station with gas rescue station	1.6	1.5	343.4	304.2

1038

Continue table 2.4.1.

Item No.	Facility and Structure Description	1991 Total	Incl. Construction and Erection Works	1993 Total	Incl. Construction and Erection Works
14.	Fire pumping station with water storage tanks	1.6	1.5	338.5	307.3
15.	General service-drinking water supply pumping station	0.2	0.1	34.9	26.7
16.	General service water storage tanks	0.3	0.3	68.0	67.0
17.	Deferrization station	0.1	0.1	20.4	15.6
18.	Artesian well	0.2	0.2	37.3	37.3
19.	Treatment facilities of industrial, rain and sanitary waters	0.1	0.1	13.0	12.3
20.	Absorption well,2 pc	7.2	7.2	1646.3	1646.3
21.	Observation hole	0.8	0.8	189.7	189.7
	Total:	48.5	41.4	11100.9	8516.0
	Non-objective expenditure 40%	19.4	16.6	4440.4	3406.4
	Total for area structures	67.9	58.0	15541.3	11922.4
22.	Tank-cars	52.8	-	38500.0	-
23.	Approach line (length is up to 2.5-3.0 km)	5.0	4.1	1100.0	820.0
24.	Station tracks (length is 850m)	5.5	4.5	1220.0	900.0
25.	Trail track (length is 850 m)	3.0	2.5	660.0	500.0
	Total for off-site facilities:	66.3	11.1	41480.0	2220.0
	Total:	134.2	69.1	57021.3	14142.4

1039

Dynamic of Charge Increase for Transportation by Railway Carload Shipments Starting from January,1,1991 till September,1993. (Direct Intrarepublican Traffic)

Table 2.4.2.

Charge * (basic) rouble/t	Coefficients to the Price List Charge according to Price Level for:									
	01.01.91.	01.05.91	02.01.92	01.02.92.	25.04.92.	02.01.93.	01.03.93.	01.07.93.	01.08.93.	01.09.93
7.1	1.25	1.88	9.4	15.6	25.6	47.7	162.2	365.8	785	1005

*) according to price list, introduced starting from 0.1.0.1.1990

1040

Estimate of Annual Operation Expenditures for the Facilities and Structures Provided for Broad Fraction Transportation by the Railway

Table 2.4.3.

	Description of expense items	Measuring unit	Item price thousand rbls	Q-ty	Sum mln. rbls
I.	Material expenses				7647.7
2.	Auxiliary materials total				3.1
	- ethylene glycol	t	100.0	10.0	1.0
	- propane-cooling agent	t	46.0	12.0	0.6
	- compressor oil, K -8	t	68.0	5.0	0.3
	- industrial oil -50A	t	64.0	1.2	0.1
	- industrial oil -20	t	62.0	1.0	0.1
	- alkali	t	24.4	0.3	0.0
	- silikagel	t	280.0	1.4	0.4
	- coke nut	t	10.0	0.4	0.0
	- zeolyte NaA	t	400	1.4	0.6
3.	Transport expenses				0.9
4.	Energy expenses				5562.5
	- required power	kWt	102.4	3030.4	310.3
	- consumed power	thou.kWt/hr	2.9	1808999.6	5246.1
	- water	thou. m3	0.0	164.4	0.0
	- steam (heat)	thou. t	0.0	100.5	0.0
	- fuel gas	thou. m3	1.125	5462.3	6.1
5.	Deductions into repair fund of enterprise, total, including:				2081.2
	- materials of routine and medium repairs				285.1
	- transport and storage expenses				85.5
	- FIPA (fixed industrial and production assets) capital repair expenses				1710.6
II.	Expenses for labour renumeration				789.6
III.	Deductions for:				
	- social insurance				42.6
	- pension fund				221.1
	- employment fund				15.8
	- medical expenses insurance				28.4
IV.	Depreciation of fixed assets				1628.8
	Total:				10374.0
V.	Other expenses				1037.4
	Deductions for scientific and technical development				171.2
	Tax on transport				7.9
	Current expenses				
	Total:				11590.5

1041

2.5. Production and Distribution Balance of Light HC Broad Fraction in West Siberia.

The main users of West Siberian light HC broad fraction in national market of Russian Federation are petrochemical plants and oil and gas processing plants.

On the West Siberian plants all in all it is possible to produce the following volumes of light HC broad fraction (table 2.5.1).

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930
max	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350

Production and distribution balance of light HC broad fraction in West Siberia is made on basis of industrial technical ties between the plants producing light HC broad fraction and plants using this product.

Distribution balance of light HC broad fraction is made in 2 alternatives:

- minimal taking into consideration only light HC broad fraction production from oil gas under circumstances of obtaining oil in Tyumen region in 1995 - 180 mln.t;
- maximum which is calculated in accordance with realisation of proposals on additional loading of idle gas processing plants with raw material.

Tobolsky petrochemical plant is today the main user of light HC broad fraction in West Siberia with installed capacity of light HC broad fraction intake - 3mln.t. But now it is going to make reconstruction and development of its capacities up to 6 mln.t by receiving light HC broad fraction.

In perspective in West Siberia,Nojabrsky engine fuel plant of capacity by light HC broad fraction as 700 th. t/y as well as Surgut plastic plant of light HC broad fraction intake capacity as 600 th.t/y, Obpolimer enterprise of capacity by broad fraction as 300 th.t/y and units of liquefied gas production on gas processing plants are planned to be built.

Besides, beginning with 1996 it is planned to start supply of light HC broad fraction to Tomsky petrochemical plant.

All menshioned above users in West Siberia will be able to process the following volumes of light HC broad fraction (tables 2.5.2; 2.5.3).

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	2450	3200	4200	4700	4700	4700	5300
max	2450	3200	5700	6200	6200	6200	6800

Volumes of light HC broad fraction not distributed in West Siberia are as follows:

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	2493	2123	2465	2550	2630	2424	1630
max	3840	4064	2802	3310	4004	4076	3550

In European part, the main users of West Siberia light HC broad fraction are the following enterprisers : Minnibaevsky, Tuimazinsky, Permsky, Korobkovsky, Shkapovsky GPP, Nizhnekamsky, Novokuibishevsky PCP and Chaikovsky PEF.

Totally it is planned to supply to these plants the following volumes of light HC broad fraction:

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	2003	1623	1865	1850	1930	1724	940
max	2385	2385	1952	2360	2385	2385	2385

including:

- to GPP of the European part, which have gas fractioning units:

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	620	635	770	740	710	640	350
max	770	770	770	770	770	770	770

- to the petrochemical plants of the European part:

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	1383	988	1095	1110	1220	1084	590
max	1615	1615	1182	1590	1615	1615	1615

Volumes of the light HC broad fraction supposed to be transported to export could be:

Thous.ton

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	490	500	600	700	700	700	690
max	1455	1679	850	950	1619	1691	1165

1043

Table 2.5.1
Design volumes of broad fraction of light HC production in Tumen regio

(thous.ton)

Name	Years						
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Min.alternative							
1. Broad fraction from Sibneftegaspererabotka							
Total:	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970
including:							
- GPP broad fraction	3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346
- CS broad fraction	30	32	558	664	649	628	624
2. Broad fraction from "Gazprom"	1000	1100	1100	1065	1030	995	960
Total production	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930
Max.alternative							
1. Broad fraction from Sibnefetgaspererabotka							
Total:	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390
including:							
- GPP broad fraction	5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060
- CS broad fraction	17	18	590	1085	1202	1297	1330
2. Broad fraction from "Gazprom"	1000	1100	1100	1065	1030	995	960
Total production	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350

Table 2.5.2
Production & distribution balance of broad cut in West Siberia
min. alternative

Thous.ton

Description	Years						
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1. Production, total	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930
including:							
- Gasprom	1000	1100	1100	1065	1030	995	960
- PO "Sibneftegas-pererabotka"	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970
2. Distribution, total	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930
including:							
- in West Siberia	2450	3200	4200	4700	4700	4700	5300
out of them for:							
- home needs of SNGP*	100	400	450	450	450	450	450
- Tobolsky PCP*	2300	2500	3000	3000	3000	3000	3000
- Tomsky PCP	-	-	250	250	250	250	250
- Nojabrsky MFP*	50	200	300	700	700	700	700
- Surgutsky Plastic Plant	-	-	-	-	-	-	600
- Obpolymer	-	100	200	300	300	300	300
3. Broad cut volumes, nondistributed in West Siberia	2493	2123	2465	2550	2630	2424	1630
4. Supply to operating facilities of other regions	2003	1623	1865	1850	1930	1724	940
including							
- for oil & gas processing plants	620	635	770	740	710	640	350
- Minnibajevsky GPP	220	225	260	260	260	260	120
- Tujmazinsky GPP	80	85	110	110	110	110	40
- Permsky GPP	260	265	300	270	240	210	170
- Korobkovsky GPP	20	20	40	40	40	20	20
- Shkapovsky GPP	40	40	60	60	60	40	-
- petrochemical facilities	1383	988	1095	1110	1220	1084	590
- Nizhnekamsky PCP	474	475	525	525	525	525	290
- Novokujbishevsky PCP	300	327	390	390	390	300	180
- Chajkovsky plant for cold rubber	609	186	180	195	305	259	120
Export	490	500	600	700	700	700	690

* SNGP - Sibneftegaspererabotka
PCP - Petrochemical Plant
MFP - Motor Fuel Plant

1045

Table 2.5.3
Production & distribution balance of broad cut in West Siberia
max. alternative

Thous.ton

Description	Years						
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1. Production, total	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350
including:							
- Gasprom	1000	1100	1100	1065	1030	995	960
- PO "Sibneftegas-pererabotka"	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390
2. Distribution, total	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350
including:							
- in West Siberia	2450	3200	5700	6200	6200	6200	6800
out of them for:							
- home needs of SNGP*	100	400	450	450	450	450	450
- Tobolsky PCP*	2300	2500	4500	4500	4500	4500	4500
- Tomsky PCP	-	-	250	250	250	250	250
- Nojabrsky MFP*	50	200	300	700	700	700	700
- Surgutsky Plastic Plant	-	-	-	-	-	-	600
- Obpolymer	-	100	200	300	300	300	300
3. Broad cut volumes, nondistributed in West Siberia	3840	4064	2802	3310	4004	4076	3550
4. Supply to operating facilities of other regions	2385	2385	1952	2360	2385	2385	2385
including							
- for oil & gas processing plants	770	770	770	770	770	770	770
- Minnibajevsky GPP	260	260	260	260	260	260	260
- Tujmazinsky GPP	110	110	110	110	110	110	110
- Permsky GPP	300	300	300	300	300	300	300
- Korobkovsky GPP	40	40	40	40	40	40	40
- Shkapovsky GPP	60	60	60	60	60	60	60
- petrochemical facilities	1615	1615	1182	1590	1615	1615	1615
- Nizhnekamsky PCP	525	525	525	525	525	525	525
- Novokujbishevsky PCP	390	390	390	390	390	390	390
- Chajkovsky rubber plant	700	700	267	675	700	700	700
Export	1455	1679	850	950	1619	1691	1165

* SNGP - Sibneftegaspererabotka
PCP - Petrochemical Plant
MFP - Motor Fuel Plant

1046

2.6. The prices for light HC broad fraction and propane.

This Item is given in Volume 1, Section 6.4.

2.7. The Amounts of Production and Distribution of Commercial Gas from GPPs and CSs of Tumen Area.

Commecial gas, produced at GPPs and CSs of Western Siberia is delivered to main pipelines: Urengoi - Cheljabinsk, Parabel - Kuzbass, Urengoi - Centre-1, Surgut, Nizhevartovsk power stations and local consumers.

The amount of dry stripped gas production at GPP and gas compression at CS of Tumen Area is calculated for minimum and maximum alternatives of potential broad fraction of light HC production at the plants of "Sibneftegaspererabotka".

The designed volumes of dry stripped production gas at GPP and gas compressed at CS for external transport will be as follows (Tables: 2.7.1, 2.7.2):

Mln.m3

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	20187	22431	27324	28189	28161	27780	27363
max	24981	29200	33583	35420	37583	37582	36378

including:
at GPP:

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	14762	14606	17102	17895	18194	17927	17630
max	17881	19875	22192	22912	24721	25059	24858

at CS for external transport:

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
min	5425	7825	10222	10294	9967	9853	9733
max	7100	9325	11391	12508	12862	12793	11520

The total amount of product gas delivery to the main gas pipeline per years will be as follows (Tables : 2.7.3;2.7.4):

Mln.m3

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Yrengoi - Cheljabinsk							
min	4507	7145	9915	11024	11541	11634	11625
max	4217	7627	10391	12051	14233	14984	14409
Parabel - Kuzbass							
min	2938	2528	2365	2177	2000	1842	1658
max	5318	6058	6030	6003	5977	5952	5932
Urengoi - Centre-1							
min	620	702	815	830	846	857	880
max	829	824	839	857	874	891	917

At Hydraulic Power Station these amounts will be as follows: (HPS)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	Surgut HPS:						
min	8571	8710	11014	11014	10764	10606	10506
max	10163	10143	11980	11980	11980	11516	10965
	Nizhne-Vartovsk HPS:						
min	3131	2752	2621	2550	2416	2247	2100
max	4034	3954	3749	3935	3925	3915	3831

The needs of local consumers per years will be as follows:

1994	1995	1996	1997	1998	1999	Mln.m3 2000
420	594	594	594	594	594	594

1049

Table 2.7.1
Design volumes of dry stripped gas production at GPP and CS of Tumen region
min.alternative

MMm3

Description	Years						
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
GPP							
Nizhnevartovsky	1776	1505	1421	1276	1180	1100	998
Belozerny	2465	2363	2287	2271	2195	2123	2046
Varjegansky	836	733	678	623	565	468	398
Surgutsky	3800	3764	3764	3764	3764	3606	3606
Yuzhno-Balyk	667	623	768	912	1056	849	849
Lokosovsky	1162	1023	944	901	820	742	660
Muravlenkovsky	926	842	1100	1057	1103	1109	1105
Gubkinsky	2510	3051	3860	4554	3811	3667	3683
Tarasovsky	-	-	1465	1707	2854	3406	3405
Krasnolenensky	620	702	815	830	846	857	880
T O T A L:	14762	14606	17102	17895	18194	17927	17630
CS							
Lyantorskaja	4771	4946	7250	7250	7000	7000	6900
Fjedorovskaja	-	2225	2349	2433	2400	2300	2300
Vingapurovskaya	654	654	623	611	567	553	533
T O T A L:	5425	7825	10222	10294	9967	9853	9733
Production, total:	20187	22431	27324	28189	28161	27780	27363

1050

Table 2.7.2
Design volumes of stripped gas production at GPP and CS of Tumen region
max.alternative

MMm3

Description	Years						
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
GPP							
Nizhnevartovsky	4200	5057	5065	5076	5088	5100	5115
Belozerny	3437	3434	3229	3415	3405	3395	3359
Varjegansky	767	864	864	864	864	864	816
Surgutsky	3717	3697	3516	3516	3516	3516	3526
Yuzhno-Balyk	957	930	1011	1091	1171	1252	1304
Lokosovsky	1118	1001	965	927	889	852	817
Muravlenkovsky	926	1222	1480	1437	1483	1489	1485
Gubkinsky	1930	2846	3758	4022	4414	4294	4114
Tarasovsky	-	-	1465	1707	3017	3406	3405
Krasnolenensky	829	824	839	857	874	891	917
T O T A L:	17881	19875	22192	22912	24721	25059	24858
CS							
Fjedorovskaja	-	2225	2304	2383	2461	2540	2618
Lyantorskaja and CS-6	6446	6446	8464	8464	8464	8000	7169
Vingapurovskaya and GTCP*	654	654	623	1661	1937	2253	1733
T O T A L:	7100	9325	11391	12508	12862	12793	11520
Production, total:	24981	29200	33583	35420	37583	37852	36378

*GTCP - Gas Treatment Complex Plant

1051

Table 2.7.3
Balance of commercial gas production and distribution from GPP and CS of external transport.
min. alternative.

million m3

	Description	Years						
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	Commercial gas production, total:	20187	22431	27324	28189	28161	27780	27363
	including:							
	- stripped gas from GPP	14762	14606	17102	17895	18194	17927	17630
	- compressed gas from CS of external transport and GPP	5425	7825	10222	10294	9967	9853	9733
1.	Delivery to gas pipeline Urengoi - Chelyabinsk	4507	7145	9915	11024	11541	11634	11625
1.1	Stripped gas from GPP, total:	3853	4266	6943	7980	8574	8781	8792
	including:							
	- Yuzhno-Baliksky	617	573	718	862	1006	799	799
	- Muravlenkovsky	726	642	900	857	903	909	905
	- Tarasovsky	-	-	1465	1707	2854	3406	3405
	- Gubkinsky	2510	3051	3860	4554	3811	3667	3683
1.2	Compressed gas from CS of external transport and GPP total:	654	2879	2972	3044	2967	2853	2833
	including:							
	- Fyodorovskaya	-	2225	2349	2433	2400	2300	2300
	- Vingapurovskaya	654	654	623	611	567	553	533
2.	Delivery to HEPS (hydro-electric power station)							
2.1	To Surgut HEPS	8571	8710	11014	11014	10764	10606	10506
	including:							
	- Surgut GPP	3800	3764	3764	3764	3764	3606	3606
	- Lyantorskaya CS with CS-6	4771	4946	7250	7250	7000	7000	6900
2.2	To Nizhnevartovsk HEPS	3131	2752	2621	2550	2416	2247	2100
	including:							
	- Belozjorny GPP	2295	2019	1943	1927	1851	1779	1702
	- Varjegansky GPP	836	733	678	623	565	468	398
3.	Delivery to gas pipeline Parabel-Kuzbass							
3.1	Stripped gas from GPP	3938	2528	2365	2177	2000	1842	1658
	- Nizhnevartovsky	1776	1505	1421	1276	1180	1100	998
	- Lokosovsky	1162	1023	944	901	820	742	660
4.	Delivery to gas pipeline Urengoi-centre from Krasno-leninsk GPP	620	702	815	830	846	857	880

1352

Continue table 2.7.3

	Description	Years						
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
5.	Stripped gas delivery for own field needs and injection into the bed	420	594	594	594	594	594	594
5.1	Fields, towns, settlements own needs	250	250	250	250	250	250	250
5.2	Injection into the bed (from Belorussky GPP to CS-14 of Samotlor	170	344	344	344	344	344	344

1063

Table 2.7.4
Balance of commercial gas production and distribution from GPP and CS of external transport.
max. alternative.

million m3

	Description	Years						
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	Commercial gas production, total:	24981	29200	33583	35420	37583	37852	36378
	including:							
	- stripped gas from GPP	17881	19875	22192	22912	24721	25059	24858
	- compressed gas from CS of external transport and GPP	7100	9325	11391	12508	12862	12793	11520
1.	Delivery to gas pipeline Urengoi-Chelyabinsk	4217	7627	10391	12051	14233	14984	14409
1.1	Stripped gas from GPP, total:	3563	4748	7464	8007	9835	10191	10058
	including:							
	- Yuzhno-Baliksky	907	880	961	1041	1121	1202	1254
	- Muravlenkovsky	726	1022	1280	1237	1283	1289	1285
	- Tarasovsky	-	-	1465	1707	3017	3406	3405
	- Gubkinsky	1930	2846	3758	4022	4414	4294	4114
1.2	Compressed gas from CS of external transport and GPP, total:	654	2879	2927	4044	4398	4793	4351
	including:							
	- Fjodorovskaya	-	2225	2304	2383	2461	2540	2618
	- Vingapurovskaya from gas treatment unit	654	654	623	1661	1937	2253	1733
2.	Delivery to HEPS							
2.1	To Surgut HEPS	10163	10143	11980	11980	11980	11516	10695
	including:							
	- Surgut GPP	3717	3697	3516	3516	3516	3516	3526
	- Lyantorskaya CS with CS-6	6446	6446	8464	8464	8464	8000	7169
2.2	To Nizhnevartovsk HEPS	4034	3954	3749	3935	3925	3915	3831
	including:							
	- Belozyorny GPP	3267	3090	2885	3071	3061	3051	3015
	- Varjegansky GPP	767	864	864	864	864	864	816
3.	Delivery to gas pipeline Parabel-Kuzbass							
3.1	Stripped gas from GPP	5318	6058	6030	6003	5977	5952	5932
	- Nizhnevartovsky	4200	5057	5065	5076	5088	5100	5115
	- Lokosovsky	1118	1001	965	927	889	852	817
4.	Delivery to gas pipeline Urengoi-Centre from Krasnoleninsk GPP	829	824	839	857	874	891	917

Continue table 2.7.4.

	Description	Years						
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
5.	Stripped gas delivery for field own needs and injection into the bed	420	594	594	594	594	594	594
5.1	Fields, towns and settlements own needs	250	250	250	250	250	250	250
5.2	Injection into the bed (from Belozjorny GPP to CS-14 of Samotlor)	170	344	344	344	344	344	344

1055

3. NEW CONSTRUCTION

Product pipeline shall be constructed in accordance with prepared and approved project, working documentation, taking into account already constructed sections of product pipeline and possibility to use the USA standards. Actual status of construction is given in table 2.3.3.1 of section 2.3.

4. Ecology

4.1. Product pipeline

Main environment pollution sources are given in the Table (4.1).

It is resulted from given data and calculations, that total maximum ground concentration from emissions caused by the sources, indicated in the Table does not exceed 5% from maximum allowable concentration (MAC).

During normal pipeline operation the emissions into the air are absent, because the system is hermetic.

Air pollution can occur during one-time burning of natural gas in the process of pipeline drying from the rest of water as well as during pipeline filling with product.

To control quality of emissions within dangerous areas, in places where cranes are located fixed gas analysers of import supply to control gas concentration within 2 km distance are installed. Gas concentration control is carried out in the areas, where control stations of low level (switchboard) for maintenance of valve assemblies are located.

Table 4.1

LIST
of sources and types of effect to the air

Nos	Area	Description of effect	Characteristics of effect	
			Qualitative	Quantitative
		1. With normal facility operation		
1.	Emergency conditioning station(ECS) in Nojabsk filling station from: - tank farm - filling islands - pump stations - treatment facilities	Air pollution in case of harmfull emissions dispersion within car	Emissions contain hydrocarbons	0.235 g/sec
2.	ECS in Nojabrsk (cable section)	Air pollution by discharges from Boiler House	Carbon moxide Nitrogen dioxide	0.57 g/sec 0.196 g/sec
		2. In case of emergency in linear section of pipeline		
1.	Emergency burning areas	Air pollution in case of pipeline emergency repair (with length of pipe section as 10 km cut off by valves)	Carbon oxide Hydrocarbons Nitrogen oxide Carbon black	423 g/sec 50.8 g/sec 3.38 g/sec 50.8 g/sec
2.	Pipeline	1.Air pollution in case of evaporation of light HC broad cut liquid phase, appeared on the ground surface due to pipeline through damage and seal failure	Emissions contain hydrocarbons C1--C8 1.At L=10km D=500 D=400 2.At L=3km D=400	 1544 g/sec 979 g/sec 411 g/sec

1052

Continue table 4.1

Nos	Area	Description of effect	Characteristics of effect	
			Qualitative	Quantitative
		2.Soil, surface springs and forests pollution at the place of broad cut liquid phase outcome from damaged pipeline	Liquid phase of light HC broad cut, evaporated during several hours	Rough damage, estimated by Bashkirsky MPNITS "Poisk" is 51.9 mln.rbl (while damage evaluation the data obtained during analysing SCUP product pipeline failure (Asha) were used
3.	Emergency conditioning station in Noyabrsk. Karkatjev, Urjevsk and Turzh oil-pumping stations	1.Air pollution from car emissions at the areas of emergency conditioning and oil-pumping stations	Carbon oxide Hydrocarbons	0.0169t/y 0.0046t/y
		2.Ditto,on the route while product pipeline maintenance (200-250km)	Carbon oxide Hydrocarbons Nitrogen oxides	2.38t/y 0.566t/y 0.4039t/y
4.	Pipeline	Air pollution in case of one-time burning of natural gas		
		- during product pipeline drying	Carbon oxide Nitrogen oxides Hidrocarbons	89 g/sec 13.4 g/sec 2.23 g/sec
		- during product pipeline filling	Carbon oxide Nitrogen oxides Hidrocarbons	35.7 g/sec 5.4 g/sec 0.89 g/sec

1069

During product pipeline operation the most considerable effect on environment can occur in case of emergency depressurization of pipeline as a result of its damage during nonauthorized ground works along the route or deliberate damage of ground installed shut-off valves. During normal facility operation product pipeline emergency damages are impossible due to specially intended control system, design and implementation of diagnostic system, which predicts the appearence of deffects as well as due to constant supervision of facility status by operating personnel.

Dangerous effect of broad cut is induced by liquid phase toxicity, fire hazard and impact wave effect during the explosion of broad cut vapour and air mixture. Carbon oxide, which is formed during incomplete buring of broad cut is also toxic.

Table 4.2

Summary data on environment air protection

	Description	Unit	Existing condition	Per project
1.	Background pollution of air with main ingredients as per Goscomgidromet, SES & other inst. data, incl.:	% from MAC		
	dust		15%	
	SO2		15%	
	NOx		15.3%	
	CO		15%	
	Air pollution caused by the facility under consideration, including ECS in Nojabrsk and cable section:	% from MAC		
	hydrocarbons			0.346
	dust			
	SO2			
	NOx			0.259
	CO			0.0128

1060

Continue table 4.2

	Description	Unit	Existing condition	Per project
2.	Gross emissions of pollutants from ECS in Nojabrsk (cable section) including	t/y		
	hydrocarbons	t/y		6.055
	dust			-
	SO2			-
	NOx			0.91
	CO			2.7
3.	Possibility of emergency situations during which air pollution exceeds dangerous limit (50 MAC)	yes/no		yes
4.	Sanitary-protection zone			
4.1	Sanitary-protection zone availability			
	- ECS in Nojabrsk			100 m
	- product pipeline			no
5.	Zone of facility impact on air pollution (5% from MAC)			
	- ECS in Nojabsk	m		100
	- product pipeline			0
	- emergency situation	m		800

Table4.3

List of sources and types of effect on hydrosphere

Nos	Area description	Type of effect	Characteristics of effect	
			Qualitative	Quantitat.
		1. During normal opeartion		
	ECS in Nojabrsk (cable section)	Sanitary sewerage system from buildings & constructions:	BOD 20-200 mg/l Susp.s.- 300 mg/l	4.61m3/d
		Relatively clean waters from BH:	-	4.8 m3/d
		System of industrial-rain sewerage :	Oil product content - up to 50 mg/l Susp.s.- 200 mg/l	12.5 m3/d
	ECS in Noyabrsk (cable section)	Water intake from service and drinking water pipeline of ECS in Noyabrsk	Service and drinking water	7.5 m3/d
	Boiler House	Water intake from industrial water supply system of ECS in Nojabrsk	Potable water	18.3 m3/d
	Line inspectors (duty)	Water intake from wells with pumps	Pot.water	0.9m3/d for all houses
		2. During product pipeline construction		
		Water intake for washing & hydr. tests from the following sources:	Surface water intakes m3	
		r.Chernjad-To		900 4950
		r.Tytju-Yaha		14400 15980
		r.Pjaku-Pur		5625 9900
		r.Yang-Yaha		19575 25875
		r.Van Gun Jegan		22725 20475

1062

Continue table 4.3

N	Area description	Type of effect	Characteristics of effect	
			Qualitative	Quantitat.
		ch.Posol		13050
				14400
		r.B.Yugan		13500
		r.B.Balyk		1440
				2925
		Water discharge after hydr. tests with settling in settling basins	Discharge into land water basins Quality of water after settling corresponds to initial water	m3
		r.Chernjad-To		900
				4950
		r.Tytju-Yaha		14400
				15980
		r.Pjaku-Pur		5625
				9900
		r.Yang-Yaha		19575
				25875
		r.Van Gun Yagan		22725
				20475
		ch.Posol		13050
				14400
		r.B.Yugan		13500
		r.B.Balyk		14400
				2925
		Bridge construction across water basins	Suspended substances	

1063

4.2. Main Pump Station in Muravlenko

Organized discharges to atmosphere

	Hydrocarbons C1-C10	Methanol
Pump station (PS)	0.028 g/sec	-
Outside yard of PS	3.840 g/sec	0.5 g/sec

Total discharges of harmful substances from main pump station within the area of Muravlenkovskyi GPP during normal operation of the Plant and pump station are given below:

Substance	t/year
Hydrocarbons	7.207
Nitrogen dioxide	0.031
Carbon monoxide	0.586
Ethylene glycol	4.99
Methanol	7.62

Water consumption.

The sources for plant/potable and fire water supply system for main pump station facilities in the region of MGPP are the insite water supply networks and facilities of Muravlenkovsky GPP.

The total water demand is:

- potable needs: 5.6 m3/d i.e., 1.6 m3/hr
- plant needs: 0.74 m3/day (permanently)

Depending on the characteristics of sewer waters, there will be provided two sewer systems:

- sanitary sewer system;
- plant and rain sewer system.

Sewer flow rates are as follows:

- sanitary: 5.6 m3/day, i.e.,1.6 m3/hr;
- plant : 0.74 m3/day (permanently), 250 m3/day (once per year during the repair);

Composition:

- Hydrocarbons - max. 50 mg/l
- DEG - traces
- Methanol - max. 0.3 mg/l

Sewers are disposed to the networks of the Plant and sanitary sewers go to the biological treatment, where as plant/rain sewers go to the accumulating tank.

Treated sanitary sewers and untreated plant/rain sewers are pumped-out to the treatment facilities of Sutorminskaja Central Gathering Station and then discharged to the formation pressure maintaining system.

5. Economics

5.1. Evaluation of capital investments

The evaluation of capital investments to product pipeline "Gubkinskyi GPP - Uzhno/Balikskyi GPP 1-st stage - and Muravlenko pump station" has been done based on the project data specified in the construction estimates. The costs values for the jobs are given below.

	Prices 1991	Prices 1993
Product pipeline, mln.Rbls	1244	261400
(considering share of participation), mln.USD	110	110
Muravlenko pump station,		
mln.Rbls	7.3	338
mln.USD	-	-

The structure of capital investments per the directions of the expences for product pipeline is given below:

		Prices 1991	Prices 1993
Total,	mln.Rbls	1244	261400
	mln.USD	110	110
including:			
- construction and installation works,			
	mln.Rbls	935.8	187160
	mln.USD	-	-
- equipment,			
	mln.Rbls	63	25200
	mln.USD	110	110
- miscellaneous,			
	mln.Rbls	245.2	49040
	mln.USD	-	-

1065

Capital investments to the product pipeline "Gubkinskyi GPP - Uzhno/Balikskyi GPP" per the chapters of the summary estimate calculation of the construction are given below according to prices of 1991.

		Total	Constr. and Installation
1.	Construction site preparation	69.0	16.6
2.	Main production installations	495.3	395.9
3.	Auxilliary installations	49.1	48.7
4.	Utility installations	46.2	45.4
5.	Transportation and communication facilities	140.7	118.9
6.	Additional transport of local materials	1.3	1.3
7.	Temporary buildings and installations	83.8	83.7
8.	Miscellaneous works and expenses	124.9	44.9
9.	Supervision	2.6	-
10.	Training of operating personnel	0.4	-
11.	Design and survey works	12.3	-
12.	Reserve for unexpected works and expenses	36.6	25.9
	Subtotal:	1062.3	781.4
13.	Shared participation	181.7	154.4
	Total:	1244.0	935.8

The main part of capital investments for Muravlenko pump station has been utilized already (approximately 6.3 mln.Rbls as per the initial estimation). Non-utilized capital investments in the scope of 1.0 mln.Rbls will correspond in the prices of year 1993 about 240 mln.Rbls.

1066

5.2. Estimation of operating costs

Operating costs for product pipeline "Gubkinskyi GPP - Uzhno-Balikskyi GPP" 1-st stage and Muravlenko pump station are determined based on consumption data, summary calculation of the construction cost, number of operating personnel are submitted in Tables 5.1 and 5.2.

Operating costs are determined in the prices valid in August 1993 in accordance with acting norms and instructions for estimation of operating costs.

The prices for the auxiliary materials are assumed on the data of plants producing auxiliary materials, developers of processes envisaged in the project as well as on publicized data.

Costs for auxiliary material transportation are assumed at the rate of 30 % of such material cost.

Power costs are defined by double-rate tariff as of Tyumenenergo data.

Materials for current and average repair are assumed at the rate of 0.5 % of main industrial and production funds(MIPF), storage and transportation costs are assumed at the rate of 30 % of materials for current and average repair.

Overhaul costs are established by " Norms of depreciation charges of main funds of national economy" of 1976.

Salary of one employee is assumed at the level of 200 thousand roubles per month.

The following are the deductions from salary fund to be included in operating costs:

- deductions for state social insurance	5.4 %
- deductions for obligatory medical expenses	3.6 %
- deductions for pension fund	28.0 %
- deductions for employment fund	2.0 %

Depriciation charges are determined according to "Unitary norms of depriciation charges for the complete replenishment of fixed funds of USSR economy", 1990.

In this case in order to make depriciation charges, the currency cost of equipment when attributing to fixed fund balance, is converted into Roubles at the current exchange rate (1 USD = 1000).

Other expenses are assumed in the quantity as 10% of operating costs.

Besides, operating cost estimation includes the following deductions:

- fund for scientific and technical development	- 1.5% of operation expenses; without fud cost
- transport tax	- 1% of salary fund;
- tax for education	- 1% of salary fund.

In the presented Tables of operation costs there are given also quantity and price indices for auxiliary materials and utility consumption.

1067

Estimate of Annual Operating Expenses for product pipeline.
Gubkinsky GPP - Yuzhno-Baliksky GPP.
(prices as of 1993)

Table 5.1

Nos.	Description of expense items	Measuring Units	Unit price, thous.rbl.	Q-ty	Sum, mln.rbl.
I.	Material expenses				13604.1
1.	Utility expenses:				48.0
	- required power	kWt	102.4	367.0	37.6
	- consumed power	thous.kWt.h	2.9	3389.0	9.8
	- water	thous. m3	0.0	7.1	0.0
	- steam (heat)	t(Gcal)	3.0	0.0	0.0
	- fuel gas	thous.m3	1.125	500.0	0.6
2.	Deductions into repair fund of enterprise total,				13556.1
	including:				
	- materials of routine and medium repairs				1857.0
	- transport and storage expenses				557.1
	- FIPA (Fixed industrial and production assets) capital repair expenses				11142.0
II.	Expenses for remuneration of labour				782.4
III.	Deductions for:				305.1
	- social insurance				42.2
	- pension fund				219.1
	- employment fund				15.6
	- medical expenses insurance				28.2
IV.	Fixed assets depreciation				11884.8
	Total				26576.4
V.	Other expenses				2657.6
	Insurance fund				0.0
	Deductions for scientific and technical development				438.5
	Tax on transport				7.8
	Payment for land				0.0
	- payment for one hectare	thou.Rbls			0.0
	- occupied land area	ha			0.0
	Investment fund				0.0
	Local taxes				
	- on education				7.8
	Helicopter services				2950
	Current expenses				
	Total				32638

Estimate of Annual Operating Expenses for Muravlenko PS
(prices as of 1993)

Table 5.2

Nos.	Description of expense items	Measuring Units	Unit price, thous.rbl.	Q-ty	Sum, mln.rbl.
I.	Material expenses				310.7
1.	Feed stock (excluding gas for own needs)	mln.m3	1.125	0.0	0.0
2.	Auxiliary materials total,				8.9
	including				
	- industrial oil И-12	t	70.0	2.13	0.1
	- ethylene glycol	t	100.0	5.0	0.5
	- monoethanolamine	t	160.0	0.2	0.0
	- borax	t	348.0	0.0	0.0
	- sealant	t	330.0	0.2	0.1
	- sodium phosphate	t	120.0	0.0	0.0
	- methanol	t	80.0	100.8	8.1
	- kerosine	t	65.0	1.0	0.1
3.	Transport expenses				2.7
4.	Utility expenses:				286.8
	- required power	kWt	102.4	2240.0	229.3
	- consumed power	thous.kWt.h	2.9	18417.0	53.4
	- water	thous. m3	0.0	630.0	0.0
	- steam (heat)	Gcal	3.0	1350.0	4.0
	- fuel gas	thous.m3	1.125	0.0	0.0
5.	Deductions into repair fund of enterprise total,				12.3
	including:				
	- materials of routine and medium repairs				1.7
	- transport and storage expenses				0.5
	- FIPA (Fixed industrial and production assets) capital repair expenses				10.1
II.	Expenses for remuneration of labour				28.8
III.	Deductions for:				11.2
	- social insurance				1.6
	- pension fund				8.1
	- employment fund				0.6
	- medical expenses insurance				1.0
IV.	Fixed assets depreciation				20.3
	Total				371.0

1069

Continue table 5.2

Nos.	Description of expense items	Measuring Units	Unit price, thous.rbl.	Q-ty	Sum, mln.rbl.
V.	Other expenses				37.1
	Insurance fund				0.0
	Deductions for scientific and technical development				6.1
	Tax on transport				0.3
	Payment for land				0.0
	- payment for one hectare	thou.Rbls			0.0
	- occupied land area	ha			0.0
	Investment fund				0.0
	Local taxes				
	- on education				0.3
	Current expenses: Total				415
	Current expenses without depreciation: Total				394

1070

5.3. Summary table of main technical and economical indices for the objects to constructed

No.	Object name	Price of construction prices of 1991 mln. Rbl	1993 mln. $	mln. Rbl	mln. $	Annual operation costs prices of 1993 mln.Rbl	Number of service personnel,
1	Product pipeline "Gubkinsky GPP - Yuzhny-Balik GPP" 1-st stage	1244	110	261400	110	32638	375
2	Muravlenko PS	7.3	-	338*	-	415	12

Note: * - non-utilized capital investments including fixed assets

1071

ADDENDUM TO BOOK 2

(RUSSIAN VERSION)

1072

ДОПОЛНЕНИЕ К КНИГЕ 2
"ОБЪЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА ШФЛУ ДО 2010г."

1073

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЪЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОСТАВОК ШФЛУ В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ 3

2. СХЕМА СБОРА И ТРАНСПОРТА ШФЛУ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ 8

2.5. БАЛАНС ПРОИЗВОДСТВА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ШФЛУ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ 10

2.7. Объемы производства и распределения товарного газа ГПЗ и КС Тюменской области 15

1074

1. ОБЪЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОСТАВОК ШФЛУ В ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

Основными производителями ШФЛУ в Тюменской области являются газоперерабатывающие заводы ПО "Сибнефтегазпереработка". Кроме того, на ряде компрессорных станций, подающих газ на внешний транспорт, планируется строительство установок подготовки газа, на которых также намечено производство ШФЛУ.

Расчетные объемы производства ШФЛУ на предприятиях ПО "Сибнефтегазпереработка" определены на период до 2010 года в двух вариантах:

min вариант - рассчитан под потенциальную возможность производства ШФЛУ на ГПЗ и КС по минимальному варианту добычи нефти 180 млн.т в 1995 году в Тюменской области;

max вариант - рассчитан под потенциальную возможность производства ШФЛУ на ГПЗ и КС при условии проведения мероприятий по дозагрузке сырьем простаивающих и недозагруженных мощностей ГПЗ.

Причем расчет производства ШФЛУ выполнен не с учетом наличия продуктопровода, а с учетом потенциально-возможного производства этого вида продукции исходя из планируемых сроков ввода в эксплуатацию мощностей по переработке газа, объемов поставки на эти мощности сырья и качественных характеристик этого сырья.

В целом на ГПЗ и КС возможно произвести следующие объемы ШФЛУ с учетом вышеназванных условий (таблицы 1.1, 1.2):

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970	5564	5105
max	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390	9156	7618

в том числе:

- на ГПЗ:

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346	5035	4910
max	5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060	8141	7035

- на КС:

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	30	32	558	664	649	628	624	529	195
max	17	18	590	1085	1202	1297	1330	1015	583

В Тюменской области, помимо предприятий Сибнефтегазпереработки, ШФЛУ производится также на Сургутском заводе стабилизации конденсата (концерн "Газпром"). Общий объем ШФЛУ, получаемой на Сургутском заводе стабилизации конденсата, на период до 2010 года может составить:

тыс.т

1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960

Таким образом, в Тюменской области потенциально возможные объемы производства ШФЛУ на предприятиях Сибнефтегазпереработки и концерна "Газпром" на период до 2010 года составят (таблица 1.3):

1075

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930	7164	7065
max	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350	10756	9578

в том числе на предприятиях, поставляющих ШФЛУ в район Южного Балыка, эти объемы будут:

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	4673	4896	6169	6744	6814	6602	6418	6640	6588
max	5929	6763	7990	8988	9672	9733	9816	10126	8876

Транспорт ШФЛУ в район Южного Балыка со всех действующих газоперерабатывающих заводов, кроме Сургутского, Красноленинского ГПЗ, Правдинской и Федоровской КС, планируется по проектируемому продуктопроводу Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ. Из Сургутского района ШФЛУ транспортируется по существующему продуктопроводу Сургутский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ. ШФЛУ с Красноленинского ГПЗ в район Южного Балыка не транспортируется.

На рисунках 1 и 2 подробно представлены расчетные объемы поставок ШФЛУ с ГПЗ и КС по продуктопроводу Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ.

На рисунке 1 приведены расчетные объемы поставок ШФЛУ по минимальному варианту.

Как видно из рис.1, объемы поставки ШФЛУ по продуктопроводу в район Южно-Балыкского ГПЗ, за вычетом ее отбора на Ноябрьский завод моторных топлив и собственные нужды Сибнефтегазпереработки, по годам могут составить:

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	2000г	2005г	2010г
min	2416	2156	2827	3368	3025	2899	2561	2472

Общее количество ШФЛУ на станции Пытьях с учетом ШФЛУ Южно-Балыкского ГПЗ по этому минимальному варианту определяется в следующем объеме:

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	2000г	2005г	2010г
min	2675	2388	3113	3708	3419	3216	2878	2789

На рисунке 2 приведены расчетные объемы поставок ШФЛУ по продуктопроводу в район Южно-Балыкского ГПЗ по максимальному варианту. Возможные объемы поставок ШФЛУ по продуктопроводу Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ по годам составят (рис.2):

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	2000г	2005г	2010г
max	3438	3778	4433	4985	5696	5860	5573	4350

Общее количество ШФЛУ с учетом Южно-Балыкского ГПЗ в районе ж/д станции Пытьях может по max варианту составить:

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	2000г	2005г	2010г
max	3795	4125	4810	5392	6133	6372	6210	4926

1076

Таким образом, по продуктопроводу Губкинский ГПЗ - Южно-Балыкский ГПЗ возможные объемы поставок ШФЛУ по минимальному и максимальному вариантам могут составить:

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	2000г	2005г	2010г
min	2416	2156	2827	3368	3025	2899	2561	2472
max	3438	3778	4433	4985	5696	5860	5573	4350

С учетом ШФЛУ, производимой Южно-Балыкским ГПЗ, общее количество ШФЛУ, транспортируемое в район ж/д станции Пытьях, будет равно:

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	2000г	2005г	2010г
min	2675	2388	3113	3708	3419	3216	2878	2789
max	3795	4125	4810	5392	6133	6372	6210	4926

Таблица 1.1

Расчетные потенциально-возможные объемы производства ШФЛУ на ГПЗ и КС Тюменской области
(min вариант)

тыс.т

Наименование	Годы								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
ГПЗ									
Нижневартовский	530	512	478	454	420	392	356	288	288
Белозерный	898	837	811	785	759	713	687	557	428
Варьеганский	252	242	224	206	188	154	131	93	69
Сургутский	874	916	916	916	916	813	813	813	813
Южно-Балыкский	259	232	286	340	394	317	317	317	317
Локосовский	420	442	408	374	340	300	267	247	197
Муравленковский	244	228	341	350	350	360	367	365	352
Губкинский	172	355	552	974	748	681	645	610	705
Тарасовский	-	-	495	616	1020	1249	1251	1221	1264
Краснолениский	270	427	496	506	516	522	512	524	477
И Т О Г О:	3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346	5035	4910
КС									
Правдинская	30	32	11	11	11	8	8	3	1
Вынгапуровская	-	-	143	139	127	124	120	105	94
Федоровская	-	-	404	419	413	396	396	321	-
Бахиловская	-	-	-	95	98	100	100	100	100
И Т О Г О:	30	32	558	664	649	628	624	529	195
Производство; всего:	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970	5564	5105

1077

Таблица 1.2

Расчетные потенциально-возможные объемы производства ШФЛУ на ГПЗ и КС Тюменской области
(max вариант)
тыс.т

Наименование	Годы								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
ГПЗ									
Нижневартовский	1253	1630	1605	1580	1554	1529	1495	1671	1411
Белозерный	1221	1187	1116	1229	1250	1271	1350	1260	679
Варьеганский	232	285	285	285	285	285	390	286	120
Сургутский	1017	1060	1008	1008	1008	1008	988	960	960
Южно-Балыкский	357	347	377	407	4376	467	512	637	576
Локосовский	389	417	401	385	370	354	332	247	197
Муравленковский	244	348	461	470	470	480	487	442	352
Губкинский	199	371	552	858	949	798	721	787	774
Тарасовский	-	-	495	616	1117	1249	1251	1221	1264
Красноленинский	361	501	512	522	532	543	534	630	702
Итого:	5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060	8141	7035
КС									
Правдинская	17	18	23	23	23	23	20	10	5
Вынгапуровская с УКПГ	-	-	143	508	608	688	720	528	432
Федоровская	-	-	424	439	453	468	451	321	-
Бахиловская	-	-	-	115	118	118	139	156	146
Итого:	17	18	590	1085	1202	1297	1330	1015	583
Производство, всего:	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390	9156	7618

1078

Таблица 1.3

Расчетные объемы производства ШФЛУ в Тюменской области

тыс.т

Наименование	Годы								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
min вариант									
1. ШФЛУ Сибнефтегазпереработки, всего	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970	5564	5105
в том числе:									
- ШФЛУ ГПЗ	3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346	5035	4910
- ШФЛУ КС	30	32	558	664	649	628	624	529	195
2. ШФЛУ концерна "Газпром"	1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960
Производство, всего	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930	7164	7065
max вариант									
1. ШФЛУ Сибнефтегазпереработки, всего	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390	9156	7618
в том числе:									
- ШФЛУ ГПЗ	5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060	8141	7035
- ШФЛУ КС	17	18	590	1085	1202	1297	1330	1015	583
2. ШФЛУ концерна "Газпром"	1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960
Производство, всего	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350	10756	9578

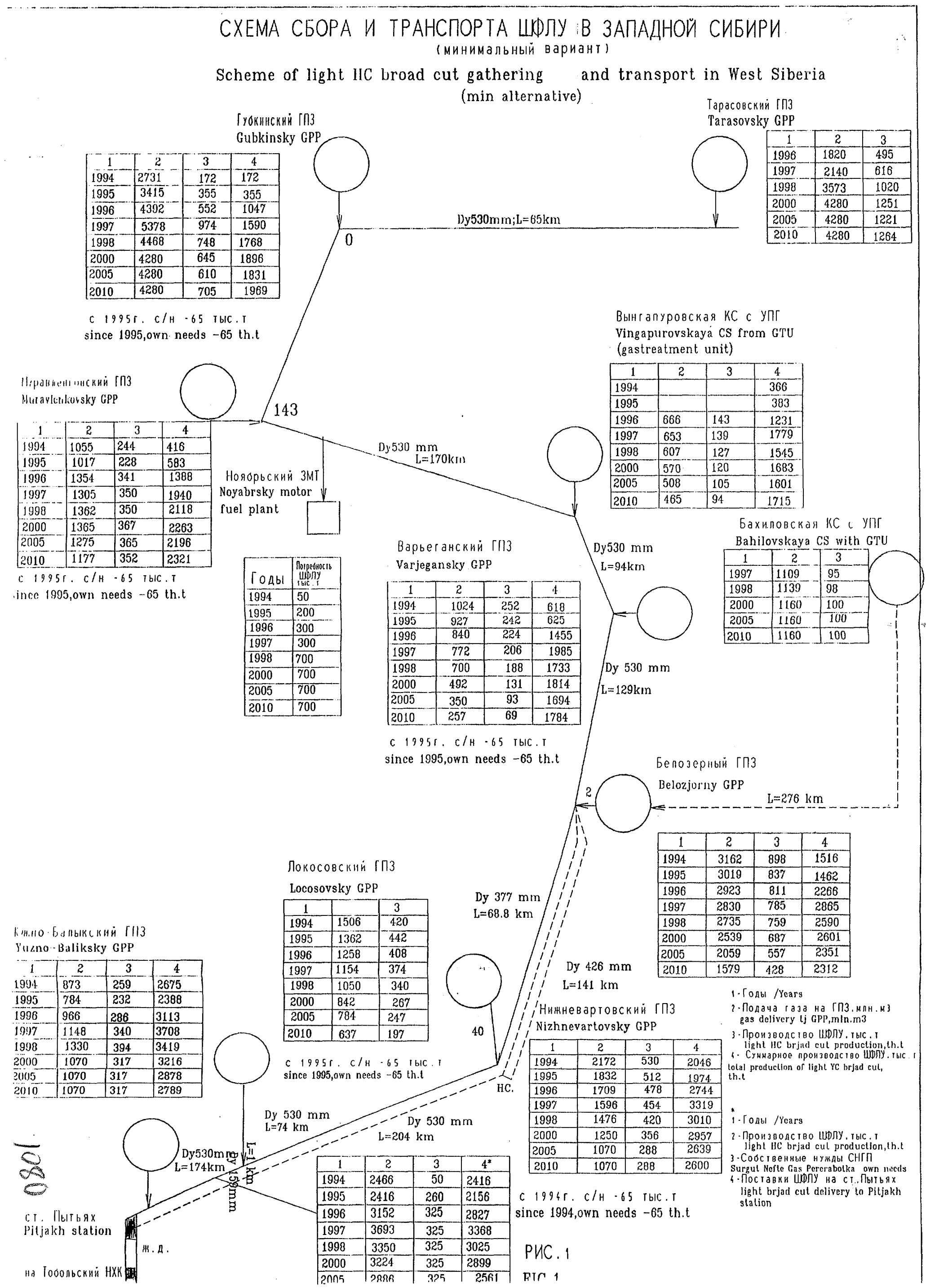
1079

СХЕМА СБОРА И ТРАНСПОРТА ШФЛУ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

(минимальный вариант)

Scheme of light HC broad cut gathering and transport in West Siberia

(min alternative)



1	2	3	4
1994	2731	172	172
1995	3415	355	355
1996	4392	552	1047
1997	5378	974	1590
1998	4468	748	1768
2000	4280	645	1896
2005	4280	610	1831
2010	4280	705	1969

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs -65 th.t

1	2	3
1996	1820	495
1997	2140	616
1998	3573	1020
2000	4280	1251
2005	4280	1221
2010	4280	1264

1	2	3	4
1994			366
1995			383
1996	666	143	1231
1997	653	139	1779
1998	607	127	1545
2000	570	120	1683
2005	508	105	1601
2010	465	94	1715

1	2	3	4
1994	1055	244	416
1995	1017	228	583
1996	1354	341	1388
1997	1305	350	1940
1998	1362	350	2118
2000	1365	367	2263
2005	1275	365	2196
2010	1177	352	2321

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs -65 th.t

Годы	Потребность ШФЛУ тыс.т
1994	50
1995	200
1996	300
1997	300
1998	700
2000	700
2005	700
2010	700

1	2	3
1997	1109	95
1998	1139	98
2000	1160	100
2005	1160	100
2010	1160	100

1	2	3	4
1994	1024	252	618
1995	927	242	625
1996	840	224	1455
1997	772	206	1985
1998	700	188	1733
2000	492	131	1814
2005	350	93	1694
2010	257	69	1784

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs -65 th.t

1	2	3	4
1994	3162	898	1516
1995	3019	837	1462
1996	2923	811	2266
1997	2830	785	2865
1998	2735	759	2590
2000	2539	687	2601
2005	2059	557	2351
2010	1579	428	2312

1		3
1994	1506	420
1995	1362	442
1996	1258	408
1997	1154	374
1998	1050	340
2000	842	267
2005	784	247
2010	637	197

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs -65 th.t

1	2	3	4
1994	873	259	2675
1995	784	232	2388
1996	966	286	3113
1997	1148	340	3708
1998	1330	394	3419
2000	1070	317	3216
2005	1070	317	2878
2010	1070	317	2789

1	2	3	4
1994	2172	530	2046
1995	1832	512	1974
1996	1709	478	2744
1997	1596	454	3319
1998	1476	420	3010
2000	1250	356	2957
2005	1070	288	2639
2010	1070	288	2600

1	2	3	4*
1994	2466	50	2416
1995	2416	260	2156
1996	3152	325	2827
1997	3693	325	3368
1998	3350	325	3025
2000	3224	325	2899
2005	2886	325	2561

с 1994г. с/н -65 тыс.т
since 1994,own needs -65 th.t

1 - Годы /Years
2 - Подача газа на ГПЗ, млн.м3
gas delivery tj GPP,mln.m3
3 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC brjad cut production,th.t
4 - Суммарное производство ШФЛУ, тыс.т
total production of light YC brjad cut, th.t

*
1 - Годы /Years
2 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC brjad cut production,th.t
3 - Собственные нужды СНГП
Surgut Nefte Gas Pererabotka own needs
4 - Поставки ШФЛУ на ст. Пытьях
light brjad cut delivery to Pitjakh station

РИС.1

FIG.1

1080

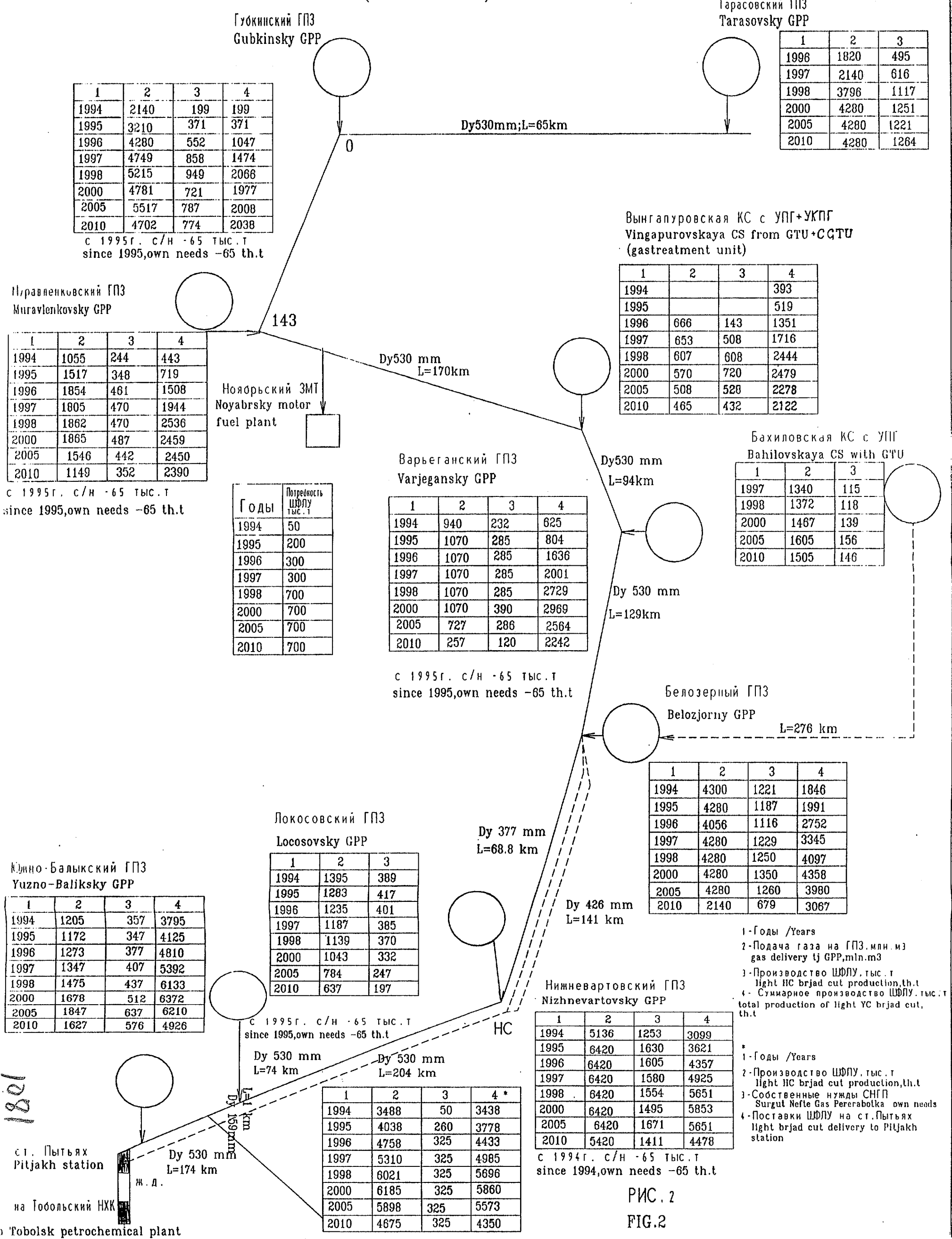
8

СХЕМА СБОРА И ТРАНСПОРТА ШФЛУ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

(максимальный вариант)

Scheme of light HC broad cut gathering and transport in West Siberia

(max alternative)



1	2	3	4
1994	2140	199	199
1995	3210	371	371
1996	4280	552	1047
1997	4749	858	1474
1998	5215	949	2066
2000	4781	721	1977
2005	5517	787	2008
2010	4702	774	2038

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs -65 th.t

1	2	3
1996	1820	495
1997	2140	616
1998	3796	1117
2000	4280	1251
2005	4280	1221
2010	4280	1264

1	2	3	4
1994			393
1995			519
1996	666	143	1351
1997	653	508	1716
1998	607	608	2444
2000	570	720	2479
2005	508	528	2278
2010	465	432	2122

1	2	3	4
1994	1055	244	443
1995	1517	348	719
1996	1854	461	1508
1997	1805	470	1944
1998	1862	470	2536
2000	1865	487	2459
2005	1546	442	2450
2010	1149	352	2390

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs -65 th.t

Годы	Потребность ШФЛУ тыс.т
1994	50
1995	200
1996	300
1997	300
1998	700
2000	700
2005	700
2010	700

1	2	3	4
1994	940	232	625
1995	1070	285	804
1996	1070	285	1636
1997	1070	285	2001
1998	1070	285	2729
2000	1070	390	2969
2005	727	286	2564
2010	257	120	2242

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs -65 th.t

1	2	3
1997	1340	115
1998	1372	118
2000	1467	139
2005	1605	156
2010	1505	146

1	2	3	4
1994	4300	1221	1846
1995	4280	1187	1991
1996	4056	1116	2752
1997	4280	1229	3345
1998	4280	1250	4097
2000	4280	1350	4358
2005	4280	1260	3980
2010	2140	679	3067

1	2	3
1994	1395	389
1995	1283	417
1996	1235	401
1997	1187	385
1998	1139	370
2000	1043	332
2005	784	247
2010	637	197

1	2	3	4
1994	1205	357	3795
1995	1172	347	4125
1996	1273	377	4810
1997	1347	407	5392
1998	1475	437	6133
2000	1678	512	6372
2005	1847	637	6210
2010	1627	576	4926

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs -65 th.t

1	2	3	4
1994	5136	1253	3099
1995	6420	1630	3621
1996	6420	1605	4357
1997	6420	1580	4925
1998	6420	1554	5651
2000	6420	1495	5853
2005	6420	1671	5651
2010	5420	1411	4478

с 1994г. с/н -65 тыс.т
since 1994,own needs -65 th.t

1	2	3	4 *
1994	3488	50	3438
1995	4038	260	3778
1996	4758	325	4433
1997	5310	325	4985
1998	6021	325	5696
2000	6185	325	5860
2005	5898	325	5573
2010	4675	325	4350

1 - Годы /Years
2 - Подача газа на ГПЗ, млн.м3
gas delivery tj GPP,mln.m3
3 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC brjad cut production,th.t
4 - Суммарное производство ШФЛУ, тыс.т
total production of light YC brjad cut, th.t

*
1 - Годы /Years
2 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC brjad cut production,th.t
3 - Собственные нужды СНГП
Surgut Nefte Gas Pererabotka own needs
4 - Поставки ШФЛУ на ст. Пытьях
light brjad cut delivery to Pitjakh station

РИС. 2

FIG.2

2.5. БАЛАНС ПРОИЗВОДСТВА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ШФЛУ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Основными потребителями Западно-Сибирской ШФЛУ на внутреннем рынке Российской Федерации являются нефтехимические комбинаты и предприятия нефтегазопереработки.

В целом на предприятиях Западной Сибири возможно произвести следующие объемы ШФЛУ (таблица 2.5.1).

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930	7164	7065
max	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350	10756	9578

Баланс распределения ШФЛУ Западной Сибири выполнен на основании сложившихся производственно-технических связей между предприятиями производящими ШФЛУ и предприятиями потребляющими этот продукт.

Баланс распределения ШФЛУ выполнен в двух вариантах:

- минимальном, учитывающем только производство ШФЛУ, получаемой из нефтяного газа при варианте добычи нефти в Тюменской области в 1995 г. - 180 млн.т;
- максимальном, который рассчитан с учетом реализации предложений по дозагрузке сырьем простаивающих мощностей газоперерабатывающих заводов.

Основным потребителем ШФЛУ в Западной Сибири в настоящее время является Тобольский НХК с установленной мощностью по приему ШФЛУ - 3.0 млн.т, однако, в настоящее время Тобольский НХК собирается проводить реконструкцию и расширение своих мощностей до 6.0 млн.т по приему ШФЛУ.

В перспективе в Западной Сибири планируется строительство Ноябрьского ЗМТ, мощностью по приему ШФЛУ - 700 тыс.т/год, Сургутского завода пластмасс, мощностью по приему ШФЛУ - 600 тыс.т/год, предприятия Обьполимер, мощностью по приему ШФЛУ - 300 тыс.т ШФЛУ/год, установок получения сжиженных газов на газоперерабатывающих заводах.

Кроме того, с 1996 года планируется начать поставку ШФЛУ Томскому НХК.

Все перечисленные выше потребители в Западной Сибири смогут принять в переработку следующие объемы ШФЛУ (таблицы 2.5.2, 2.5.3):

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	2450	3200	4200	4700	4700	4700	5300	5450	5450
max	2450	3200	5700	6200	6200	6200	6800	6950	6950

Объемы ШФЛУ, нераспределяемые в Западной Сибири, при этом составят:

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	2493	2123	2465	2550	2630	2424	1630	1714	1615
max	3840	4064	2802	3310	4004	4076	3550	3806	2628

В Европейской части основными потребителями Западно-Сибирской ШФЛУ являются следующие предприятия: Миннибаевский ГПЗ, Туймазинский ГПЗ, Пермский ГПЗ, Коробковский ГПЗ, Шкаповский ГПЗ, Нижнекамский НХК, Новокуйбышевский НХК и Чайковский ЗСК.

1082

Всего на эти предприятия планируется отгрузить следующие объемы ШФЛУ:

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	2003	1623	1865	1850	1930	1724	940	1004	915
max	2385	2385	1952	2360	2385	2385	2385	2385	1678

в том числе:

- на газоперерабатывающие заводы Европейской части, имеющие газофракционирующие установки:

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	620	635	770	740	710	640	350	350	330
max	770	770	770	770	770	770	770	770	590

- на предприятия нефтехимии Европейской части страны:

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	1383	988	1095	1110	1220	1084	590	654	585
max	1615	1615	1182	1590	1615	1615	1615	1615	1088

Объемы ШФЛУ, предлагаемой к транспортировке на экспорт, при этом могут составить:

тыс.т

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	490	500	600	700	700	700	690	710	700
max	1455	1679	850	950	1619	1691	1165	1421	950

Таблица 2.5.1

Расчетные объемы производства ШФЛУ в Тюменской области

тыс.т

Наименование	Годы								
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
min вариант										
1. ШФЛУ Сибнефтегазпереработки, всего		3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970	5564	5105
в том числе:										
- ШФЛУ ГПЗ		3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346	5035	4910
- ШФЛУ КС		30	32	558	664	649	628	624	529	195
2. ШФЛУ концерна "Газпром"		1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960
Производство, всего		4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930	7164	7065
max вариант										
1. ШФЛУ Сибнефтегазпереработки, всего		5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390	9156	7618
в том числе:										
- ШФЛУ ГПЗ		5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060	8141	7035
- ШФЛУ КС		17	18	590	1085	1202	1297	1330	1015	583
2. ШФЛУ концерна "Газпром"		1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960
Производство, всего		6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350	10756	9578

Таблица 2.5.2

Баланс производства и распределения ШФЛУ
Западной Сибири
min вариант

тыс.т

Показатели	Годы								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
1. Производство, всего	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930	7164	7065
в том числе:									
- Газпром	1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960
- ПО "Сибнефтегаз-переработка"	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970	5564	5105
2. Распределение, всего	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930	7164	7065
в том числе:									
- в Западной Сибири	2450	3200	4200	4700	4700	4700	5300	5450	5450
из них:									
- собственные нужды СНГП	100	400	450	450	450	450	450	450	450
- Тобольскому НХК	2300	2500	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
- Томскому НХК	-	-	250	250	250	250	250	400	400
- Ноябрьскому ЗМТ	50	200	300	700	700	700	700	700	700
- Сургутскому заводу пластмасс	-	-	-	-	-	-	600	600	600
- Обьполимер	-	100	200	300	300	300	300	300	300
3. Объемы ШФЛУ, нераспределенные в Западной Сибири	2493	2123	2465	2550	2630	2424	1630	1714	1615
4. Поставка действующим предприятиям в другие регионы	2003	1623	1865	1850	1930	1724	940	1004	915
в т.ч.									
- предприятиям нефтегазпереработки	620	635	770	740	710	640	350	350	330
- Миннибаевскому ГПЗ	220	225	260	260	260	260	120	120	120
- Туймазинскому ГПЗ	80	85	110	110	110	110	40	40	40
- Пермскому ГПЗ	260	265	300	270	240	210	170	170	170
- Коробковскому ГПЗ	20	20	40	40	40	20	20	20	-
- Шкаповскому ГПЗ	40	40	60	60	60	40	-	-	-
- предприятиям нефтехимии	1383	988	1095	1110	1220	1084	590	654	585
- Нижнекамскому НХК	474	475	525	525	525	525	290	290	290
- Новокуйбышевскому НХК	300	327	390	390	390	300	180	180	180
- Чайковскому ЗСК	609	186	180	195	305	259	120	184	115
Экспорт	490	500	600	700	700	700	690	710	700

1085

Таблица 2.5.3

Баланс производства и распределения ШФЛУ
Западной Сибири
max вариант

тыс.т

Показатели	Годы								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
1. Производство, всего	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350	10756	9578
в том числе:									
- Газпром	1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960
- ПО "Сибнефтегаз-переработка"	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390	9156	7618
2. Распределение, всего	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350	10756	9578
в том числе:									
- в Западной Сибири	2450	3200	5700	6200	6200	6200	6800	6950	6950
из них:									
- собственные нужды СНГП	100	400	450	450	450	450	450	450	450
- Тобольскому НХК	2300	2500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
- Томскому НХК	-	-	250	250	250	250	250	400	400
- Ноябрьскому ЗМТ	50	200	300	700	700	700	700	700	700
- Сургутскому заводу пластмасс	-	-	-	-	-	-	600	600	600
- Обьполимер	-	100	200	300	300	300	300	300	300
3. Объемы ШФЛУ, нераспределенные в Западной Сибири	3840	4064	2802	3310	4004	4076	3550	3806	2628
4. Поставка действующим предприятиям в другие регионы	2385	2385	1952	2360	2385	2385	2385	2385	1678
в т.ч.									
- предприятиям нефтегазпереработки	770	770	770	770	770	770	770	770	590
- Миннибаевскому ГПЗ	260	260	260	260	260	260	260	260	220
- Туймазинскому ГПЗ	110	110	110	110	110	110	110	110	40
- Пермскому ГПЗ	300	300	300	300	300	300	300	300	270
- Коробковскому ГПЗ	40	40	40	40	40	40	40	40	20
- Шкаповскому ГПЗ	60	60	60	60	60	60	60	60	40
- предприятиям нефтехимии	1615	1615	1182	1590	1615	1615	1615	1615	1088
- Нижнекамскому НХК	525	525	525	525	525	525	525	525	475
- Новокуйбышевскому НХК	390	390	390	390	390	390	390	390	300
- Чайковскому ЗСК	700	700	267	675	700	700	700	700	313
Экспорт	1455	1679	850	950	1619	1691	1165	1421	950

1086

2.7. Объемы производства и распределения товарного газа ГПЗ и КС Тюменской области

Товарный газ, производимый на ГПЗ и КС Западной Сибири, подается в магистральные газопроводы: Уренгой-Челябинск, Парабель-Кузбасс, Уренгой-Центр-1, Сургутская ГРЭС, Нижневартовская ГРЭС и потребители на местах.

Объемы выработки сухого отбензиненного газа на ГПЗ и компримированного газа на КС Тюменской области рассчитаны под min и max варианты возможно-потенциального производства ШФЛУ на предприятиях Сибнефтегазпереработки.

Расчетные объемы производства сухого отбензиненного газа на ГПЗ и компримированного газа на КС внешнего транспорта составят (таблицы 2.7.1, 2.7.2):

млн.м3

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	20187	22431	27324	28189	28161	27780	27363	21873	17666
max	24981	29200	33583	35420	37583	37852	36378	31613	23174

в том числе:

- на ГПЗ:

млн.м3

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	14762	14606	17102	17895	18194	17927	17630	16408	15631
max	17881	19875	22192	22912	24721	25059	24858	24306	19899

- на КС внешнего транспорта:

млн.м3

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	5425	7825	10222	10294	9967	9853	9733	5465	2035
max	7100	9325	11391	12508	12862	12793	11520	7307	3275

Общие объемы подачи товарного газа в магистральные газопроводы по годам составят (таблицы 2.7.3, 2.7.4):

млн.м3

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
Уренгой-Челябинск									
min	4507	7145	9915	11024	11541	11634	11625	10414	8730
max	4217	7627	10391	12051	14233	14984	14409	13785	10146
Парабель-Кузбасс									
min	2938	2528	2365	2177	2000	1842	1658	1423	1313
max	5318	6058	6030	6003	5977	5952	5932	5601	4612
Уренгой-Центр-1									
min	620	702	815	830	846	857	880	839	744
max	829	824	839	857	874	891	917	1008	1091

1087

На ГРЭС эти объемы будут:

млн.м3

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
Сургутская ГРЭС									
min	8571	8710	11014	11014	10764	10606	10506	7096	5206
max	10163	10143	11980	11980	11980	11516	10695	7175	5285
Нижневартовская ГРЭС									
min	3131	2752	2621	2550	2416	2247	2100	1507	1079
max	4034	3954	3749	3935	3925	3915	3831	3450	1446

Собственные нужды потребителей на местах по годам составят:

млн.м3

1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
420	594	594	594	594	594	594	594	594

1087

Таблица 2.7.1

Расчетные объемы производства сухого отбензиненного газа на ГПЗ и КС Тюменской области (**min** вариант)

млн.м3

Наименование	Годы								
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
ГПЗ										
Нижневартовский		1776	1505	1421	1276	1180	1100	998	831	831
Белозерный		2465	2363	2287	2271	2195	2123	2046	1579	1224
Варьеганский		836	733	678	623	565	468	398	272	199
Сургутский		3800	3764	3764	3764	3764	3606	3606	3606	3606
Южно-Балыкский		667	623	768	912	1056	849	849	849	849
Локосовский		1162	1023	944	901	820	742	660	592	482
Муравленковский		926	842	1100	1057	1103	1109	1105	979	897
Губкинский		2510	3051	3860	4554	3811	3667	3683	3571	3528
Тарасовский		-	-	1465	1707	2854	3406	3405	3290	3271
Красноленинский		620	702	815	830	846	857	880	839	744
И Т О Г О:		14762	14606	17102	17895	18194	17927	17630	16408	15631
КС										
Лянторская		4771	4946	7250	7250	7000	7000	6900	3490	1600
Федоровская		-	2225	2349	2433	2400	2300	2300	1500	-
Вынгапуровская		654	654	623	611	567	553	533	475	435
И Т О Г О:		5425	7825	10222	10294	9967	9853	9733	5465	2035
Производство, всего:		20187	22431	27324	28189	28161	27780	27363	21873	17666

1087

Таблица 2.7.2

Расчетные объемы производства сухого отбензиненного газа на ГПЗ и КС Тюменской области (**max** вариант)

млн.м3

Наименование	Годы								
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
ГПЗ										
Нижневартовский		4200	5057	5065	5076	5088	5100	5115	5009	4229
Белозерный		3437	3434	3229	3415	3405	3395	3359	3272	1614
Варьеганский		767	864	864	864	864	864	816	522	176
Сургутский		3717	3697	3516	3516	3516	3516	3526	3410	3410
Южно-Балыкский		957	930	1011	1091	1171	1252	1304	1369	934
Локосовский		1118	1001	965	927	889	852	817	592	383
Муравленковский		926	1222	1480	1437	1483	1489	1485	1231	915
Губкинский		1930	2846	3758	4022	4414	4294	4114	4603	3876
Тарасовский		-	-	1465	1707	3017	3406	3405	3290	3271
Красноленинский		829	824	839	857	874	891	917	1008	1091
Итого:		17881	19875	22192	22912	24721	25059	24858	24306	19899
КС										
Федоровская		-	2225	2304	2383	2461	2540	2618	1867	-
Лянторская с КС-6		6446	6446	8464	8464	8464	8000	7169	3765	1875
Вынгапуровская с УКПГ		654	654	623	1661	1937	2253	1733	1675	1400
Итого:		7100	9325	11391	12508	12862	12793	11520	7307	3275
Производство, всего:		24981	29200	33583	35420	37583	37852	36378	31613	23174

Таблица 2.7.3

Баланс производства и распределения товарного газа с ГПЗ и КС внешнего транспорта
min вариант

млн.м3

Наименование	Годы								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Производство товарного газа, всего :	20187	22431	27324	28189	28161	27780	27363	21873	17666,
в том числе:									
- отбензиненный газ с ГПЗ	14762	14606	17102	17895	18194	17927	17630	16408	15631
- компримированный газ с КС внешнего транспорта и ГПЗ	5425	7825	10222	10294	9967	9853	9733	5465	2035
1. Подача в газопровод Уренгой - Челябинск	4507	7145	9915	11024	11541	11634	11625	10414	8730
1.1. Отбензиненный газ с ГПЗ, всего:	3853	4266	6943	7980	8574	8781	8792	8439	8295
в том числе:									
- Южно - Балыкский	617	573	718	862	1006	799	799	799	799
- Муравленковский	726	642	900	857	903	909	905	779	697
- Тарасовский	-	-	1465	1707	2854	3406	3405	3290	3271
- Губкинский	2510	3051	3860	4554	3811	3667	3683	3571	3528
1.2. Компримированный газ с КС внешнего транспорта и ГПЗ, всего:	654	2879	2972	3044	2967	2853	2833	1975	435
в том числе:									
- Федоровская	-	2225	2349	2433	2400	2300	2300	1500	-
- Вынгапуровская	654	654	623	611	567	553	533	475	435
2. Подача на ГРЭС									
2.1. На Сургутскую ГРЭС	8571	8710	11014	11014	10764	10606	10506	7096	5206
в том числе:									
- Сургутский ГПЗ	3800	3764	3764	3764	3764	3606	3606	3606	3606
- Лянторская КС с КС-6	4771	4946	7250	7250	7000	7000	6900	3490	1600

101

Table 2.7.3

Balance of commercial gas production and distribution from GPP and CS of external transport. min. alternative.

million m3

	Description	Years								
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
	Commercial gas production, total:	20187	22431	27324	28189	28161	27780	27363	21873	17666
	including:									
	- stripped gas from GPP	14762	14606	17102	17895	18194	17927	17630	16408	15631
	- compressed gas from CS of external transport and GPP	5425	7825	10222	10294	9967	9853	9733	5465	2035
1.	Delivery to gas pipeline Urengoi - Chelyabinsk	4507	7145	9915	11024	11541	11634	11625	10414	8730
1.1	Stripped gas from GPP, total:	3853	4266	6943	7980	8574	8781	8792	8439	8295
	including:									
	- Yuzhno-Baliksky	617	573	718	862	1006	799	799	799	799
	- Muravlenkovsky	726	642	900	857	903	909	905	779	697
	- Tarasovsky	-	-	1465	1707	2854	3406	3405	3290	3271
	- Gubkinsky	2510	3051	3860	4554	3811	3667	3683	3571	3528
1.2	Compressed gas from CS of external transport and GPP total:	654	2879	2972	3044	2967	2853	2833	1975	435
	including:									
	- Fyodorovskaya	-	2225	2349	2433	2400	2300	2300	1500	-
	- Vingapurovskaya	654	654	623	611	567	553	533	475	435
2.	Delivery to HEPS (hydro-electric power station)	8571	8710	11014	11014	10764	10606	10506	7096	5260
2.1	To Surgut HEPS									
	including:									
	- Surgut GPP	3800	3764	3764	3764	3764	3606	3606	3606	3606
	- Lyantorskaya CS with CS-6	4771	4946	7250	7250	7000	7000	6900	3490	1600
2.2	To Nizhnevartovsk HEPS	3131	2752	2621	2550	2416	2247	2100	1507	1079
	including:									
	- Belozjorny GPP	2295	2019	1943	1927	1851	1779	1702	1235	880
	- Varjegansky GPP	836	733	678	623	565	468	398	272	199
3.	Delivery to gas pipeline Parabel-Kuzbass	3938	2528	2365	2177	2000	1842	1658	1423	1313
3.1	Stripped gas from GPP	1776	1505	1421	1276	1180	1100	998	831	831
	- Nizhnevartovsky	1162	1023	944	901	820	742	660	592	482
	- Lokosovsky									
4.	Delivery to gas pipeline Urengoi-centre from Krasno-leninsk GPP	620	702	815	830	846	857	880	839	744
5.	Stripped gas delivery for own field needs and injection into the bed	420	594	594	594	594	594	594	594	594
5.1	Fields, towns, settlements own needs	250	250	250	250	250	250	250	250	250
5.2	Injection into the bed (from Belorussky GPP to CS-14 of Samotlor	170	344	344	344	344	344	344	344	344

Таблица 2.7.4

Баланс производства и распределения товарного газа с ГПЗ и КС внешнего транспорта

max вариант

млн.м3

Наименование	Годы								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Производство товарного газа, всего :	24981	29200	33583	35420	37583	37852	36378	31613	23174
в том числе:									
- отбензиненный газ с ГПЗ	17881	19875	22192	22912	24721	25059	24858	24306	19899
- компримированный газ с КС внешнего транспорта и ГПЗ	7100	9325	11391	12508	12862	12793	11520	7307	3275
1. Подача в газопровод Уренгой - Челябинск	4217	7627	10391	12051	14233	14984	14409	13785	10146
1.1. Отбензиненный газ с ГПЗ, всего:	3563	4748	7464	8007	9835	10191	10058	10243	8746
в том числе:									
- Южно - Балыкский	907	880	961	1041	1121	1202	1254	1319	884
- Муравленковский	726	1022	1280	1237	1283	1289	1285	1031	715
- Тарасовский	-	-	1465	1707	3017	3406	3405	3290	3271
- Губкинский	1930	2846	3758	4022	4414	4294	4114	4603	3876
1.2. Компримированный газ с КС внешнего транспорта и ГПЗ, всего:	654	2879	2927	4044	4398	4793	4351	3542	1400
в том числе:									
- Федоровская	-	2225	2304	2383	2461	2540	2618	1867	-
- Вынгапуровская с УКПГ	654	654	623	1661	1937	2253	1733	1675	1400
2. Подача на ГРЭС									
2.1. На Сургутскую ГРЭС	10163	10143	11980	11980	11980	11516	10695	7175	5285
в том числе:									
- Сургутский ГПЗ	3717	3697	3516	3516	3516	3516	3526	3410	3410
- Лянторская КС с КС-6	6446	6446	8464	8464	8464	8000	7169	3765	1875

1045

Продолжение таб.2.7.4

Наименование	Годы								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
2.2. На Нижневартовскую ГРЭС	4034	3954	3749	3935	3925	3915	3831	3450	1446
в том числе:									
- Белозерный ГПЗ	3267	3090	2885	3071	3061	3051	3015	2928	1270
- Варьеганский ГПЗ	767	864	864	864	864	864	816	522	176
3. Подача в газопровод Парабель-Кузбасс									
3.1. Отбензиненный газ с ГПЗ	5318	6058	6030	6003	5977	5952	5932	5601	4612
- Нижневартовский	4200	5057	5065	5076	5088	5100	5115	5009	4229
- Локосовский	1118	1001	965	927	889	852	817	592	383
4. Подача в газопровод Уренгой-Центр с Красноленинского ГПЗ	829	824	839	857	874	891	917	1008	1091
5. Подача отбензиненного газа на собственные нужды промыслов и закачку в пласт	420	594	594	594	594	594	594	594	594
5.1. Собственные нужды промыслов, городов, поселков	250	250	250	250	250	250	250	250	250
5.2. Закачка в пласт (с Белозерного ГПЗ на КС - 14 Самотлора)	170	344	344	344	344	344	344	344	344

ADDENDUM TO BOOK 2

(ENGLISH VERSION)

ADDENDUM TO BOOK 2
"VOLUMES OF LIGHT HC BROAD CUT TO 2010"

1096

CONTENT

1. VOLUME OF BROAD CUT PRODUCTION AND SUPPLY IN TUMEN REGION 3

2. SCHEME OF LIGHT HC BROAD CUT GATHERING AND TRANSPORT IN WEST SIBERIA 9

2.5. Production and Distribution Balance of Light HC Broad Fraction in West Siberia. 11

2.7. The Amounts of Production and Distribution of Commercial Gas from GPPs and CSs of Tumen Area. 16

1097

1. VOLUME OF BROAD CUT PRODUCTION AND SUPPLY IN TUMEN REGION

Main producers of broad cut in Tumen region are gas processing plants of Sibneftegaspererabotka. Besides, construction of gas treatment facilities is planned at a number of compressor stations, supplying gas to outside transport, which are intended for broad cut production also.

Design production volumes of broad cut at Sibneftegaspererabotka are estimated for the period up to 2000 for two alternatives:

minimal alternative - is calculated for potential possibility of broad cut production at GPP and CS with minimal alternative of 180 MMt oil production in Tumen region in 1995;

maximal alternative - is calculated for potential possibility of broad cut production at GPP and CS in case of additional loading with raw material of idling and insufficiently loaded GPP facilities.

At the same time broad cut production calculation is performed considering not the availability of product pipeline, but considering potential possibily of its production proceeding from scheduled datesfor gas processing facilities commissioning, raw material volumes, supplied to these facilities and qualitative characteristics of this raw material.

In a whole, it is possible to produce the following volumes of broad cut at GPP and CS,taking into account the above mentioned conditions (tables 1.1, 1.2):

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970	5564	5105
max	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390	9156	7618

including

- at GPP:

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346	5035	4910
max	5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060	8141	7035

- at CS:

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	30	32	558	664	649	628	624	529	195
max	17	18	590	1085	1202	1297	1330	1050	583

In Tumen region, apart from Sibneftegaspererabotka facilities, broad cut is also produced by Surgutsky Plant for condensate stabilization ('GASPROM' concern). Total volume of broad cut produced at Surgutsky Plant for condensate stabilization within the period of up to 2000 could make up:

Thous.ton

1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960

1098

Thus, in Tumen region potentialy possible volumes of broad cut production at Sibneftegaspererabotka and concern 'GASPROM' within the period of up to 2000 y. will make up (table 1.3):

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930	7164	7065
max	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350	10756	9578

including facilities, supplied broad cut to Yuzhny Balyk region, these volumes are as follows:

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	4673	4896	6169	6744	6814	6602	6418	6640	6588
max	5929	6763	7990	8988	9672	9733	9816	10126	8876

Transportation of broad cut to Yuzhny Balyk region is planned to be provided by pipeline Gubkinsky GPP - Yuzhny Balyk GPP, which is under design. This broad cut is transported from all operating gas processing plants, but Surgutsky, Krasnolenensky gas processing plants, Pravdinsky and Fjedorovsky compressor stations. Broad cut is transported by existing product pipeline Surgutsky GPP - Yuzhny Balyk GPP from Surgutsky region. Broad cut from Krasnolenensky GPP is not transported to Yuzhny Bakyk region.

Figures 1 and 2 give the detail description of design volumes of broad cut supplied from GPP and CS by product pipelines Gubkinsky GPP - Yuzhny Balyk GPP.

In figure 1 design volumes of broad cut supply are shown in accordance with minimal alternative.

From fig.1, volumes of broad cut supplied to Yuzhny Balyk GPP region by product pipeline minus amounts used for Noyabrsky plant of motor fuels and for home needs of Sibneftegaspererabotka could make up the following:

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	2000г	2005г	2010г
min	2416	2156	2827	3368	3025	2899	2561	2472

Total quantity of broad cut at Pitjah CS including broad cut from Yuzhny Balyk GPP by this min.alternative make up the the following volumes:

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	2000г	2005г	2010г
min	2675	2388	3113	3708	3419	3216	2878	2789

In figure 2 the design volumes of broad cut supplied by product pipelines to Yuzhny Balyk GPP region as per max.alternative are presented. Possible volumes of broad cut supplied by product pipeline Gubkinsky GPP - Yuzhny Balyk GPP by years will make up (fig.2):

1099

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	2000г	2005г	2010г
max	3438	3778	4433	4985	5696	5860	5573	4350

Total quantity of broad cut including Yuzhny Balyk GPP in the area of Pitjah railway station could make up the following in accordance with max. alternative:

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	2000г	2005г	2010г
max	3795	4125	4810	5392	6133	6372	6210	4926

Thus, possible volumes of broad cut supplied by product pipeline Gubkinsky GPP - Yuzhny
Balyk GPP as per max.alternative could make up :

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	2000г	2005г	2010г
min	2416	2156	2827	3368	3025	2899	2561	2472
max	3438	3778	4433	4985	5696	5860	5573	4350

Taking into account broad cut produced by Yuzhny Balyk GPP total amount of broad cut transported to Pitjah railway station area will be:

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	2000г	2005г	2010г
min	2675	2388	3113	3708	3419	3216	2878	2789
max	3795	4125	4810	5392	6133	6372	6210	4926

Table 1.1

Design potentially-possible production volumes of broad cut for GPP and CS of Tumen region (min alternative)

Mt

Description	YEARS								
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
GPP										
Nizhnevartovsky		530	512	478	454	420	392	356	288	288
Belozerny		898	837	811	785	759	713	687	557	428
Varjegansky		252	242	224	206	188	154	131	93	69
Surgutsky		874	916	916	916	916	813	813	813	813
Yuzno Balyksky		259	232	286	340	394	317	317	317	317
Lokosovsky		420	442	408	374	340	300	267	247	197
Muravlenkovsky		244	228	341	350	350	360	367	365	352
Gubkinsky		172	355	552	974	748	681	645	610	705
Tarasovsky		-	-	495	616	1020	1249	1251	1221	1264
Krasnolenensky		270	427	496	506	516	522	512	524	477
T O T A L:		3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346	5035	4910
CS										
Pravdinskaja		30	32	11	11	11	8	8	3	1
Vingapurovskaja		-	-	143	139	127	124	120	105	94
Fjedorovskaja		-	-	404	419	413	396	396	321	-
Bahilovskaja		-	-	-	95	98	100	100	100	100
T O T A L:		30	32	558	664	649	628	624	529	195
Production, total:		3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970	5564	5105

Table 1.2

Design potentially possible volumes of broad cut production for GPP & CS of Tumen region (max alternative)

Mt

Наименование	Y E A R S								
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005 ¦ 2010
GPP									
Nizhnevartovsky		1253	1630	1605	1580	1554	1529	1495	1671 1411
Belozerny		1221	1187	1116	1229	1250	1271	1350	1260 679
Varjegansky		232	285	285	285	285	285	390	286 120
Surgutsky		1017	1060	1008	1008	1008	1008	988	960 960
Yuzhno-Balyksky		357	347	377	407	437	467	512	637 576
Lokosovsky		389	417	401	385	370	354	332	247 197
Muravlenkovsky		244	348	461	470	470	480	487	442 352
Gubkinsky		199	371	552	858	949	798	721	787 774
Tarasovsky		-	-	495	616	1117	1249	1251	1221 1264
Krasnolenensky		361	501	512	522	532	543	534	630 702
T O T A L:		5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060	8141 7035
CS									
Pravdinskaja		17	18	23	23	23	23	20	10 5
Vingapurovskaja with GTCP*		-	-	143	508	608	688	720	528 432
Fjedorovskaja		-	-	424	439	453	468	451	321 -
Bahilovskaja		-	-	-	115	118	118	139	156 146
T O T A L:		17	18	590	1085	1202	1297	1330	1015 585
Production, total:		5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390	9156 7618

*GTCP - Gas Treatment Complex Plant

1102

Table 1.3

Design production volumes of broad cut in Tumen region

Mt

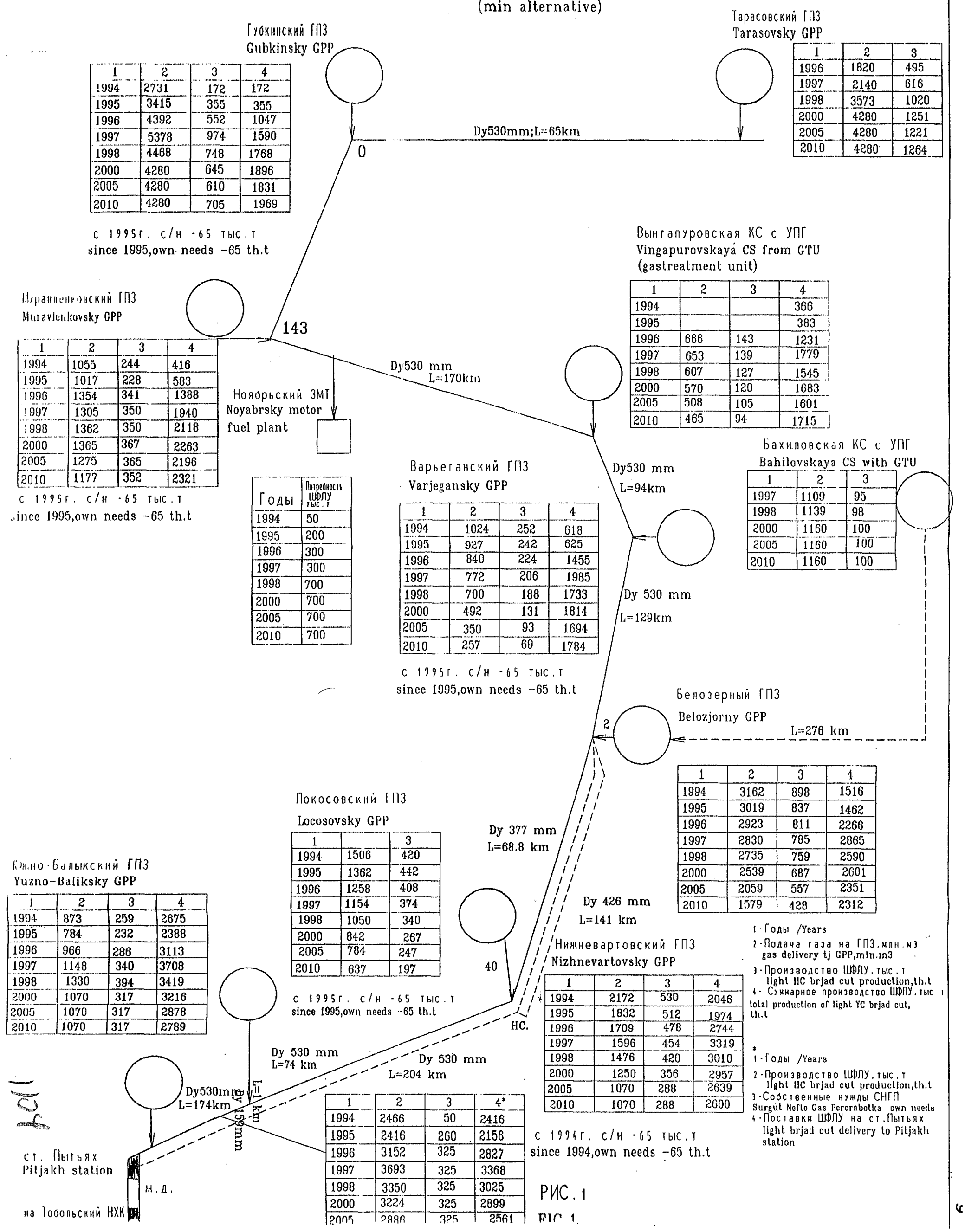
Description	Years									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
min alternative										
1. Sibneftegaspererabotka broad cut, total		3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970	5564	5105
including:										
- broad cut of GPP		3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346	5035	4910
- broad cut of CS		30	32	558	664	649	628	624	529	195
2. broad cut of "Gasprom"		1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960
Production, total		4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930	7164	7065
max alternative										
1. Sibneftegaspererabotka broad cut, total		5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390	9156	7618
including:										
- broad cut of GPP		5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060	8141	7035
- broad cut of CS		17	18	590	1085	1202	1297	1330	1015	583
2. Broad cut of "Gasprom"		1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960
Production, total		6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350	10756	9578

СХЕМА СБОРА И ТРАНСПОРТА ШФЛУ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

(минимальный вариант)

Scheme of light HC broad cut gathering and transport in West Siberia

(min alternative)



1	2	3	4
1994	2731	172	172
1995	3415	355	355
1996	4392	552	1047
1997	5378	974	1590
1998	4468	748	1768
2000	4280	645	1896
2005	4280	610	1831
2010	4280	705	1969

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3
1996	1820	495
1997	2140	616
1998	3573	1020
2000	4280	1251
2005	4280	1221
2010	4280	1264

1	2	3	4
1994	1055	244	416
1995	1017	228	583
1996	1354	341	1388
1997	1305	350	1940
1998	1362	350	2118
2000	1365	367	2263
2005	1275	365	2196
2010	1177	352	2321

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3	4
1994			366
1995			383
1996	666	143	1231
1997	653	139	1779
1998	607	127	1545
2000	570	120	1683
2005	508	105	1601
2010	465	94	1715

Годы	Потребность ШФЛУ тыс.т
1994	50
1995	200
1996	300
1997	300
1998	700
2000	700
2005	700
2010	700

1	2	3
1997	1109	95
1998	1139	98
2000	1160	100
2005	1160	100
2010	1160	100

1	2	3	4
1994	1024	252	618
1995	927	242	625
1996	840	224	1455
1997	772	206	1985
1998	700	188	1733
2000	492	131	1814
2005	350	93	1694
2010	257	69	1784

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3	4
1994	3162	898	1516
1995	3019	837	1462
1996	2923	811	2266
1997	2830	785	2865
1998	2735	759	2590
2000	2539	687	2601
2005	2059	557	2351
2010	1579	428	2312

1		3
1994	1506	420
1995	1362	442
1996	1258	408
1997	1154	374
1998	1050	340
2000	842	267
2005	784	247
2010	637	197

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3	4
1994	873	259	2675
1995	784	232	2388
1996	966	286	3113
1997	1148	340	3708
1998	1330	394	3419
2000	1070	317	3216
2005	1070	317	2878
2010	1070	317	2789

1	2	3	4
1994	2172	530	2046
1995	1832	512	1974
1996	1709	478	2744
1997	1596	454	3319
1998	1476	420	3010
2000	1250	356	2957
2005	1070	288	2639
2010	1070	288	2600

1 - Годы /Years
2 - Подача газа на ГПЗ, млн.м3
gas delivery tj GPP,mln.m3
3 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC brjad cut production,th.t
4 - Суммарное производство ШФЛУ, тыс.т
total production of light YC brjad cut, th.t

1	2	3	4*
1994	2466	50	2416
1995	2416	260	2156
1996	3152	325	2827
1997	3693	325	3368
1998	3350	325	3025
2000	3224	325	2899
2005	2886	325	2561

с 1994г. с/н -65 тыс.т
since 1994,own needs –65 th.t

*
1 - Годы /Years
2 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC brjad cut production,th.t
3 - Собственные нужды СНГП
Surgut Nefte Gas Pererabotka own needs
4 - Поставки ШФЛУ на ст. Пытьях
light brjad cut delivery to Pitjakh station

РИС. 1

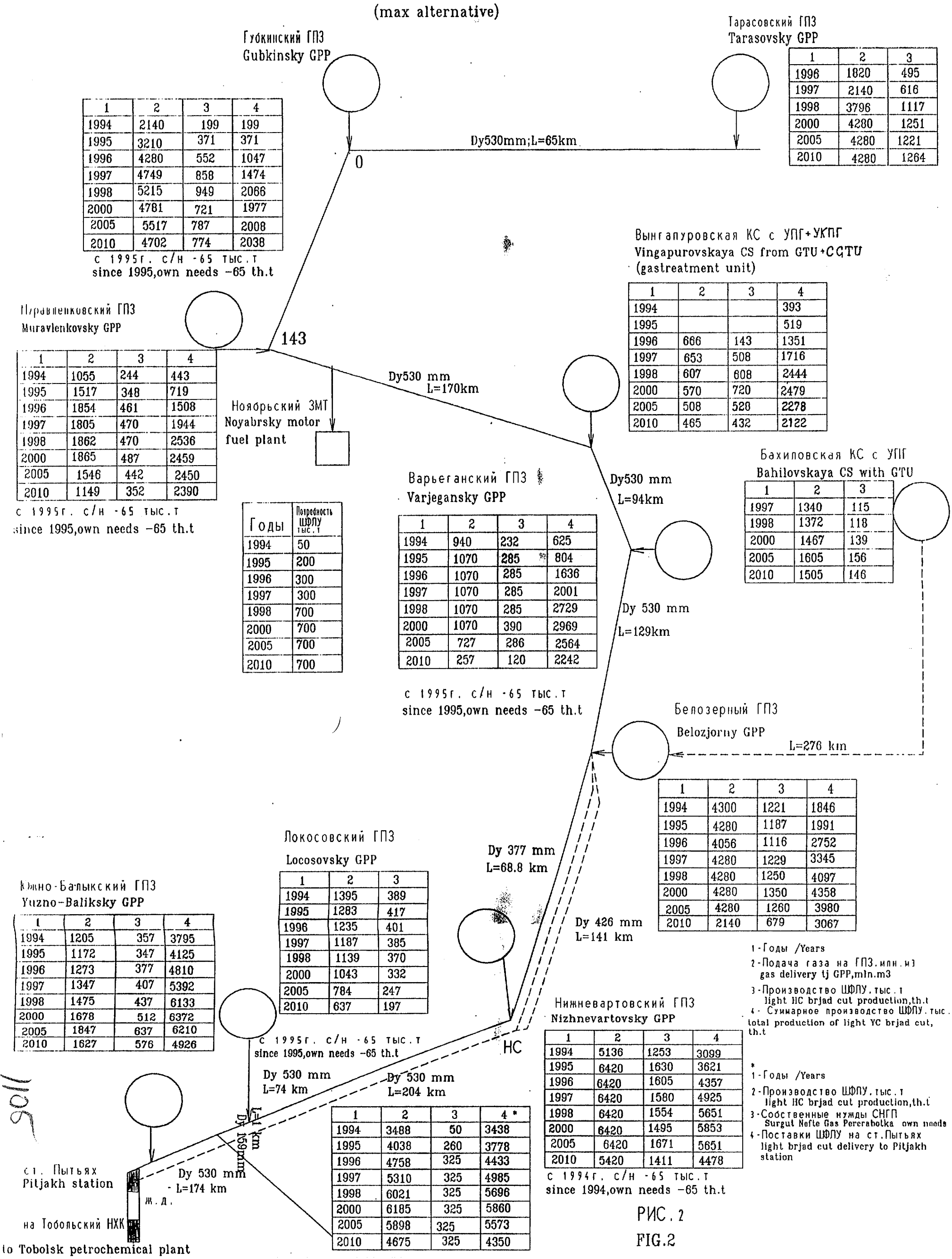
FIG. 1

СХЕМА СБОРА И ТРАНСПОРТА ШФЛУ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

(максимальный вариант)

Scheme of light HC broad cut gathering and transport in West Siberia

(max alternative)



1	2	3	4
1994	2140	199	199
1995	3210	371	371
1996	4280	552	1047
1997	4749	858	1474
1998	5215	949	2066
2000	4781	721	1977
2005	5517	787	2008
2010	4702	774	2038

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3
1996	1820	495
1997	2140	616
1998	3796	1117
2000	4280	1251
2005	4280	1221
2010	4280	1264

1	2	3	4
1994			393
1995			519
1996	666	143	1351
1997	653	508	1716
1998	607	608	2444
2000	570	720	2479
2005	508	528	2278
2010	465	432	2122

1	2	3	4
1994	1055	244	443
1995	1517	348	719
1996	1854	461	1508
1997	1805	470	1944
1998	1862	470	2536
2000	1865	487	2459
2005	1546	442	2450
2010	1149	352	2390

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

Годы	Потребность ШФЛУ тыс.т
1994	50
1995	200
1996	300
1997	300
1998	700
2000	700
2005	700
2010	700

1	2	3	4
1994	940	232	625
1995	1070	285	804
1996	1070	285	1636
1997	1070	285	2001
1998	1070	285	2729
2000	1070	390	2969
2005	727	286	2564
2010	257	120	2242

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3
1997	1340	115
1998	1372	118
2000	1467	139
2005	1605	156
2010	1505	146

1	2	3	4
1994	4300	1221	1846
1995	4280	1187	1991
1996	4056	1116	2752
1997	4280	1229	3345
1998	4280	1250	4097
2000	4280	1350	4358
2005	4280	1260	3980
2010	2140	679	3067

1	2	3
1994	1395	389
1995	1283	417
1996	1235	401
1997	1187	385
1998	1139	370
2000	1043	332
2005	784	247
2010	637	197

1	2	3	4
1994	1205	357	3795
1995	1172	347	4125
1996	1273	377	4810
1997	1347	407	5392
1998	1475	437	6133
2000	1678	512	6372
2005	1847	637	6210
2010	1627	576	4926

с 1995г. с/н -65 тыс.т
since 1995,own needs –65 th.t

1	2	3	4
1994	5136	1253	3099
1995	6420	1630	3621
1996	6420	1605	4357
1997	6420	1580	4925
1998	6420	1554	5651
2000	6420	1495	5853
2005	6420	1671	5651
2010	5420	1411	4478

с 1994г. с/н -65 тыс.т
since 1994,own needs –65 th.t

1	2	3	4 *
1994	3488	50	3438
1995	4038	260	3778
1996	4758	325	4433
1997	5310	325	4985
1998	6021	325	5696
2000	6185	325	5860
2005	5898	325	5573
2010	4675	325	4350

1 - Годы /Years
2 - Подача газа на ГПЗ, млн.м3
gas delivery tj GPP,mln.m3
3 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC brjad cut production,th.t
4 - Суммарное производство ШФЛУ, тыс.т
total production of light YC brjad cut, th.t

*
1 - Годы /Years
2 - Производство ШФЛУ, тыс.т
light HC brjad cut production,th.t
3 - Собственные нужды СНГП
Surgut Nefte Gas Pererabotka own needs
4 - Поставки ШФЛУ на ст. Пытьях
light brjad cut delivery to Pitjakh station

РИС. 2

FIG.2

2.5. Production and Distribution Balance of Light HC Broad Fraction in West Siberia.

The main users of West Siberian light HC broad fraction in national market of Russian Federation are petrochemical plants and oil and gas processing plants.

On the West Siberian plants all in all it is possible to produce the following volumes of light HC broad fraction (table 2.5.1).

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930	7164	7065
max	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350	10756	9578

Production and distribution balance of light HC broad fraction in West Siberia is made on basis of industrial technical ties between the plants producing light HC broad fraction and plants using this product.

Distribution balance of light HC broad fraction is made in 2 alternatives:

- minimal taking into consideration only light HC broad fraction production from oil gas under circumstances of obtaining oil in Tyumen region in 1995 - 180 mln.t;
- maximum which is calculated in accordance with realisation of proposals on additional loading of idle gas processing plants with raw material.

Tobolsky petrochemical plant is today the main user of light HC broad fraction in West Siberia with installed capacity of light HC broad fraction intake - 3mln.t. But now it is going to make reconstruction and development of its capacities up to 6 mln.t by receiving light HC broad fraction.

In perspective in West Siberia,Nojabrsky engine fuel plant of capacity by light HC broad fraction as 700 th. t/y as well as Surgut plastic plant of light HC broad fraction intake capacity as 600 th.t/y, Obpolimer enterprise of capacity by broad fraction as 300 th.t/y and units of liquefied gas production on gas processing plants are planned to be built.

Besides, beginning with 1996 it is planned to start supply of light HC broad fraction to Tomsky petrochemical plant.

All menshioned above users in West Siberia will be able to process the following volumes of light HC broad fraction (tables 2.5.2; 2.5.3).

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	2450	3200	4200	4700	4700	4700	5300	5450	5450
max	2450	3200	5700	6200	6200	6200	6800	6950	6950

Volumes of light HC broad fraction not distributed in West Siberia are as follows:

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	2493	2123	2465	2550	2630	2424	1630	1714	1615

1106

max	3840	4064	2802	3310	4004	4076	3550	3806	2628

In European part, the main users of West Siberia light HC broad fraction are the following enterprisers : Minnibaevsky, Tuimazinsky, Permsky, Korobkovsky, Shkapovsky GPP, Nizhnekamsky, Novokuibishevsky PCP and Chaikovsky PEF.

Totally it is planned to supply to these plants the following volumes of light HC broad fraction:

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	2003	1623	1865	1850	1930	1724	940	1004	915
max	2385	2385	1952	2360	2385	2385	2385	2385	1678

including:

- to GPP of the European part, which have gas fractioning units:

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	620	635	770	740	710	640	350	350	330
max	770	770	770	770	770	770	770	770	590

- to the petrochemical plants of the European part:

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	1383	988	1095	1110	1220	1084	590	654	585
max	1615	1615	1182	1590	1615	1615	1615	1615	1088

Volumes of the light HC broad fraction supposed to be transported to export could be:

Thous.ton

	1994г	1995г	1996г	1997г	1998г	1999г	2000г	2005г	2010г
min	490	500	600	700	700	700	690	710	700
max	1455	1679	850	950	1619	1691	1165	1421	950

1107

Table 2.5.1

Design volumes of broad fraction of light HC production in Tumen region (thous.ton)

Name	Years								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Min.alternative									
1. Broad fraction from Sibneftegaspererabotka									
Total:	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970	5564	5105
including:									
- GPP broad fraction	3919	4191	5007	5521	5651	5501	5346	5035	4910
- CS broad fraction	30	32	558	664	649	628	624	529	195
2. Broad fraction from "Gazprom"	1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960
Total production	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930	7164	7065
Max.alternative									
1. Broad fraction from Sibnefetgaspererabotka									
Total:	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390	9156	7618
including:									
- GPP broad fraction	5273	6146	6812	7360	7972	7984	8060	8141	7035
- CS broad fraction	17	18	590	1085	1202	1297	1330	1015	583
2. Broad fraction from "Gazprom"	1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960
Total production	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350	10756	9578

8011

Table 2.5.2

Production & distribution balance of broad cut in West Siberia min. alternative

Thous.ton

Description	Years								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
1. Production, total	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930	7164	7065
including:									
- Gasprom	1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960
- PO "Sibneftegas-pererabotka"	3943	4223	5565	6185	6300	6129	5970	5564	5105
2. Distribution, total	4943	5323	6665	7250	7330	7124	6930	7164	7065
including:									
- in West Siberia	2450	3200	4200	4700	4700	4700	5300	5450	5450
out of them for:									
- home needs of SNGP*	100	400	450	450	450	450	450	450	450
- Tobolsky PCP*	2300	2500	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
- Tomsky PCP	-	-	250	250	250	250	250	400	400
- Nojabrsky MFP*	50	200	300	700	700	700	700	700	700
- Surgutsky Plastic Plant	-	-	-	-	-	-	600	600	600
- Obpolymer	-	100	200	300	300	300	300	300	300
3. Broad cut volumes, nondistributed in West Siberia	2493	2123	2465	2550	2630	2424	1630	1714	1615
4. Supply to operating facilities of other regions	2003	1623	1865	1850	1930	1724	940	1004	915
including									
- for oil & gas processing plants	620	635	770	740	710	640	350	350	330
- Minnibajevsky GPP	220	225	260	260	260	260	120	120	120
- Tujmazinsky GPP	80	85	110	110	110	110	40	40	40
- Permsky GPP	260	265	300	270	240	210	170	170	170
- Korobkovsky GPP	20	20	40	40	40	20	20	20	-
- Shkapovsky GPP	40	40	60	60	60	40	-	-	-
- petrochemical facilities	1383	988	1095	1110	1220	1084	590	654	585
- Nizhnekamsky PCP	474	475	525	525	525	525	290	290	290
- Novokujbishevsky PCP	300	327	390	390	390	300	180	180	180
- Chajkovsky plant for cold rubber	609	186	180	195	305	259	120	184	115
Export	490	500	600	700	700	700	690	710	700

* SNGP - Sibneftegaspererabotka
PCP - Petrochemical Plant
MFP - Motor Fuel Plant

Table 2.5.3

Production & distribution balance of broad cut in West Siberia max. alternative

Thous.ton

Description	Years								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
1. Production, total	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350	10756	9578
including:									
- Gasprom	1000	1100	1100	1065	1030	995	960	1600	1960
- PO "Sibneftegas-pererabotka"	5290	6164	7402	8445	9174	9281	9390	9156	7618
2. Distribution, total	6290	7264	8502	9510	10204	10276	10350	10756	9578
including:									
- in West Siberia	2450	3200	5700	6200	6200	6200	6800	6950	6950
out of them for:									
- home needs of SNGP*	100	400	450	450	450	450	450	450	450
- Tobolsky PCP*	2300	2500	4500	4500	4500	4500	4500	4500	4500
- Tomsky PCP	-	-	250	250	250	250	250	400	400
- Nojabrsky MFP*	50	200	300	700	700	700	700	700	700
- Surgutsky Plastic Plant	-	-	-	-	-	-	600	600	600
- Obpolymer	-	100	200	300	300	300	300	300	300
3. Broad cut volumes, nondistributed in West Siberia	3840	4064	2802	3310	4004	4076	3550	3806	2628
4. Supply to operating facilities of other regions	2385	2385	1952	2360	2385	2385	2385	2385	1678
including									
- for oil & gas processing plants	770	770	770	770	770	770	770	770	590
- Minnibajevsky GPP	260	260	260	260	260	260	260	260	220
- Tujmazinsky GPP	110	110	110	110	110	110	110	110	40
- Permsky GPP	300	300	300	300	300	300	300	300	270
- Korobkovsky GPP	40	40	40	40	40	40	40	40	20
- Shkapovsky GPP	60	60	60	60	60	60	60	60	40
- petrochemical facilities	1615	1615	1182	1590	1615	1615	1615	1615	1088
- Nizhnekamsky PCP	525	525	525	525	525	525	525	525	475
- Novokujbishevsky PCP	390	390	390	390	390	390	390	390	300
- Chajkovsky rubber plant	700	700	267	675	700	700	700	700	313
Export	1455	1679	850	950	1619	1691	1165	1421	950

* SNGP - Sibneftegaspererabotka
PCP - Petrochemical Plant
MFP - Motor Fuel Plant

2.7. The Amounts of Production and Distribution of Commercial Gas from GPPs and CSs of Tumen Area.

Commecial gas, produced at GPPs and CSs of Western Siberia is delivered to main pipelines: Urengoi - Cheljabinsk, Parabel - Kuzbass, Urengoi - Centre-1, Surgut, Nizhevartovsk power stations and local consumers.

The amount of dry stripped gas production at GPP and gas compression at CS of Tumen Area is calculated for minimum and maximum alternatives of potential broad fraction of light HC production at the plants of "Sibneftegaspererabotka".

The designed volumes of dry stripped production gas at GPP and gas compressed at CS for external transport will be as follows (Tables: 2.7.1, 2.7.2):

Mln.m3

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
min	20187	22431	27324	28189	28161	27780	27363	21873	17666
max	24981	29200	33583	35420	37583	37582	36378	31613	23174

including:
at GPP:

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
min	14762	14606	17102	17895	18194	17927	17630	16408	15631
max	17881	19875	22192	22912	24721	25059	24858	24306	19899

at CS for external transport:

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
min	5425	7825	10222	10294	9967	9853	9733	5465	2035
max	7100	9325	11391	12508	12862	12793	11520	7307	3275

The total amount of product gas delivery to the main gas pipeline per years will be as follows (Tables : 2.7.3;2.7.4):

Mln.m3

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
Yrengoi - Cheljabinsk									
min	4507	7145	9915	11024	11541	11634	11625	10414	8730
max	4217	7627	10391	12051	14233	14984	14409	13785	10146
Parabel - Kuzbass									
min	2938	2528	2365	2177	2000	1842	1658	1423	1313
max	5318	6058	6030	6003	5977	5952	5932	5601	4612
Urengoi - Centre-1									
min	620	702	815	830	846	857	880	839	744
max	829	824	839	857	874	891	917	1008	1091

At Hydraulic Power Station these amounts will be as follows: (HPS)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010

Surgut HPS:

min	8571	8710	11014	11014	10764	10606	10506	7096	5206
max	10163	10143	11980	11980	11980	11516	10965	7175	5285

Nizhne-Vartovsk HPS:

min	3131	2752	2621	2550	2416	2247	2100	1507	1079
max	4034	3954	3749	3935	3925	3915	3831	3450	1446

The needs of local consumers per years will be as follows:

Mln.m3

1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
420	594	594	594	594	594	594	594	594

112

Table 2.7.1

Design volumes of dry stripped gas production at GPP and CS of Tumen region min.alternative

MMm3

Description	Years								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
GPP									
Nizhnevartovsky	1776	1505	1421	1276	1180	1100	998	831	831
Belozerny	2465	2363	2287	2271	2195	2123	2046	1579	1224
Varjegansky	836	733	678	623	565	468	398	272	199
Surgutsky	3800	3764	3764	3764	3764	3606	3606	3606	3606
Yuzhno-Balyk	667	623	768	912	1056	849	849	849	849
Lokosovsky	1162	1023	944	901	820	742	660	592	482
Muravlenkovsky	926	842	1100	1057	1103	1109	1105	979	897
Gubkinsky	2510	3051	3860	4554	3811	3667	3683	3571	3528
Tarasovsky	-	-	1465	1707	2854	3406	3405	3290	3271
Krasnolenensky	620	702	815	830	846	857	880	839	744
T O T A L:	14762	14606	17102	17895	18194	17927	17630	16408	15631
CS									
Lyantorskaja	4771	4946	7250	7250	7000	7000	6900	3490	1600
Fjedorovskaja	-	2225	2349	2433	2400	2300	2300	1500	-
Vingapurovskaya	654	654	623	611	567	553	533	475	435
T O T A L:	5425	7825	10222	10294	9967	9853	9733	5465	2035
Production, total:	20187	22431	27324	28189	28161	27780	27363	21873	17666

Table 2.7.2

Design volumes of stripped gas production at GPP and CS of Tumen region max.alternative

MMm3

Description	Years								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
GPP									
Nizhnevartovsky	4200	5057	5065	5076	5088	5100	5115	5009	4229
Belozerny	3437	3434	3229	3415	3405	3395	3359	3272	1614
Varjegansky	767	864	864	864	864	864	816	522	176
Surgutsky	3717	3697	3516	3516	3516	3516	3526	3410	3410
Yuzhno-Balyk	957	930	1011	1091	1171	1252	1304	1369	934
Lokosovsky	1118	1001	965	927	889	852	817	592	383
Muravlenkovsky	926	1222	1480	1437	1483	1489	1485	1231	915
Gubkinsky	1930	2846	3758	4022	4414	4294	4114	4603	3876
Tarasovsky	-	-	1465	1707	3017	3406	3405	3290	3271
Krasnolenensky	829	824	839	857	874	891	917	1008	1091
T O T A L:	17881	19875	22192	22912	24721	25059	24858	24306	19899
CS									
Fjedorovskaja	-	2225	2304	2383	2461	2540	2618	1867	-
Lyantorskaja and CS-6	6446	6446	8464	8464	8464	8000	7169	3765	1875
Vingapurovskaya and GTCP*	654	654	623	1661	1937	2253	1733	1675	1400
T O T A L:	7100	9325	11391	12508	12862	12793	11520	7307	3275
Production, total:	24981	29200	33583	35420	37583	37852	36378	31613	23174

*GTCP - Gas Treatment Complex Plant

Table 2.7.3

Balance of commercial gas production and distribution from GPP and CS of external transport. min. alternative.

million m3

	Description	Years								
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
	Commercial gas production, total:	20187	22431	27324	28189	28161	27780	27363	21873	17666
	including:									
	- stripped gas from GPP	14762	14606	17102	17895	18194	17927	17630	16408	15631
	- compressed gas from CS of external transport and GPP	5425	7825	10222	10294	9967	9853	9733	5465	2035
1.	Delivery to gas pipeline Urengoi - Chelyabinsk	4507	7145	9915	11024	11541	11634	11625	10414	8730
1.1	Stripped gas from GPP, total:	3853	4266	6943	7980	8574	8781	8792	8439	8295
	including:									
	- Yuzhno-Baliksky	617	573	718	862	1006	799	799	799	799
	- Muravlenkovsky	726	642	900	857	903	909	905	779	697
	- Tarasovsky	-	-	1465	1707	2854	3406	3405	3290	3271
	- Gubkinsky	2510	3051	3860	4554	3811	3667	3683	3571	3528
1.2	Compressed gas from CS of external transport and GPP total:	654	2879	2972	3044	2967	2853	2833	1975	435
	including:									
	- Fyodorovskaya	-	2225	2349	2433	2400	2300	2300	1500	-
	- Vingapurovskaya	654	654	623	611	567	553	533	475	435
2.	Delivery to HEPS (hydro-electric power station)									
2.1	To Surgut HEPS	8571	8710	11014	11014	10764	10606	10506	7096	5260
	including:									
	- Surgut GPP	3800	3764	3764	3764	3764	3606	3606	3606	3606
	- Lyantorskaya CS with CS-6	4771	4946	7250	7250	7000	7000	6900	3490	1600
2.2	To Nizhnevartovsk HEPS	3131	2752	2621	2550	2416	2247	2100	1507	1079
	including:									
	- Belozjorny GPP	2295	2019	1943	1927	1851	1779	1702	1235	880
	- Varjegansky GPP	836	733	678	623	565	468	398	272	199
3.	Delivery to gas pipeline Parabel-Kuzbass									
3.1	Stripped gas from GPP	3938	2528	2365	2177	2000	1842	1658	1423	1313
	- Nizhnevartovsky	1776	1505	1421	1276	1180	1100	998	831	831
	- Lokosovsky	1162	1023	944	901	820	742	660	592	482
4.	Delivery to gas pipeline Urengoi-centre from Krasno-leninsk GPP	620	702	815	830	846	857	880	839	744
5.	Stripped gas delivery for own field needs and injection into the bed	420	594	594	594	594	594	594	594	594
5.1	Fields, towns, settlements own needs	250	250	250	250	250	250	250	250	250
5.2	Injection into the bed (from Belorussky GPP to CS-14 of Samotlor	170	344	344	344	344	344	344	344	344

Table 2.7.4

Balance of commercial gas production and distribution from GPP and CS of external transport. max. alternative.

million m3

	Description	Years								
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
	Commercial gas production, total:	24981	29200	33583	35420	37583	37852	36378	31613	23174
	including:									
	- stripped gas from GPP	17881	19875	22192	22912	24721	25059	24858	24306	19899
	- compressed gas from CS of external transport and GPP	7100	9325	11391	12508	12862	12793	11520	7307	3275
1.	Delivery to gas pipeline Urengoi-Chelyabinsk	4217	7627	10391	12051	14233	14984	14409	13785	10146
1.1	Stripped gas from GPP, total:	3563	4748	7464	8007	9835	10191	10058	10243	8746
	including:									
	- Yuzhno-Baliksky	907	880	961	1041	1121	1202	1254	1319	884
	- Muravlenkovsky	726	1022	1280	1237	1283	1289	1285	1031	715
	- Tarasovsky	-	-	1465	1707	3017	3406	3405	3290	3271
	- Gubkinsky	1930	2846	3758	4022	4414	4294	4114	4603	3876
1.2	Compressed gas from CS of external transport and GPP, total:	654	2879	2927	4044	4398	4793	4351	3542	1400
	including:									
	- Fjodorovskaya	-	2225	2304	2383	2461	2540	2618	1867	-
	- Vingapurovskaya from gas treatment unit	654	654	623	1661	1937	2253	1733	1675	1400
2.	Delivery to HEPS									
2.1	To Surgut HEPS	10163	10143	11980	11980	11980	11516	10695	7175	5285
	including:									
	- Surgut GPP	3717	3697	3516	3516	3516	3516	3526	3410	3410
	- Lyantorskaya CS with CS-6	6446	6446	8464	8464	8464	8000	7169	3765	1875
2.2	To Nizhnevartovsk HEPS	4034	3954	3749	3935	3925	3915	3831	3450	1446
	including:									
	- Belozyorny GPP	3267	3090	2885	3071	3061	3051	3015	2928	1270
	- Varjegansky GPP	767	864	864	864	864	864	816	522	176
3.	Delivery to gas pipeline Parabel-Kuzbass									
3.1	Stripped gas from GPP	5318	6058	6030	6003	5977	5952	5932	5601	4612
	- Nizhnevartovsky	4200	5057	5065	5076	5088	5100	5115	5009	4229
	- Lokosovsky	1118	1001	965	927	889	852	817	592	383

continue table 2.7.4

Description	Years								
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
4. Delivery to gas pipeline Urengoi-Centre from Krasnoleninsk GPP	829	824	839	857	874	891	917	1008	1091
5. Stripped gas delivery for field own needs and injection into the bed	420	594	594	594	594	594	594	594	594
5.1 Fields, towns and settlements own needs	250	250	250	250	250	250	250	250	250
5.2 Injection into the bed (from Belozjorny GPP to CS-14 of Samotlor)	170	344	344	344	344	344	344	344	344