

Б И З Н Е С - П Л А Н
АО «Узбекнефтегаз»
на 2022 год

Наименование предприятия, государственная доля которого имеется в управлении	Министерство финансов Республики Узбекистан
Ведомственная принадлежность	Министерство энергетики Республики Узбекистан
Почтовый адрес и адрес электронной почты	100047, Республика Узбекистан, город Ташкент, улица Истикбол 21
ИНН	200 837 914
Руководитель исполнительного органа	Абдуллаев Мехриддин Раззокович
Главный бухгалтер	Обидов Икбол Аскаралиевич

Содержание:

I. Общие сведения о Компании	3
1.1. Реквизиты Компании	3
1.2. Общие сведения	4
1.3. Текущее состояние производственных мощностей	Ошибка! Закладка не определена.
1.4. Структура органов управления и организационная структура Компании	6
1.5. Кадровая политика Компании	11
1.6. Информация об акционерах и членах Наблюдательного совета Компании	13
1.7. Информация по получению международного кредитного рейтинга Компании	13
1.8. Продукты и услуги Компании. Система менеджмента качества	15
II. Основные направления развития Компании	18
III. Маркетинговый план	18
IV. SWOT-анализ	19
V. Показатели	21
5.2. Финансовый план	27
5.2.1. Анализ финансово- хозяйственной деятельности Компании за 2021 год	27
5.2.2. Прогноз финансовых -экономических показателей на 2022 год	29
5.2.3. Прогноз чистых денежных потоков на 2022 год	32
5.2.4. Программа по спонсорской помощи на 2022 год	35
5.2.5. Информация о привлеченных займах Компании (кредитный портфель)	36
5.2.6. Платежи в государственный бюджет	37
VI. Прогноз ключевых показателей эффективности	38
VII. План внешнеэкономической деятельности предприятия (экспорт и импорт)	38
7.1. Экспорт	38
7.2. Импорт	39
VIII. Локализация	40
IX. Показатели инвестиционной активности	42
X. Управление бизнес-рисками	46
XI. Экология и охрана окружающей среды	46
XII. Внедрение современной автоматизированной системы управления организационными, производственными и финансово-экономическими процессами Компании	46
XIII. Антикоррупционная политика	49
XIV. Прогноз консолидированного бюджета на 2022 год	51
Приложения	58

I. Общие сведения о Компании

1.1. Реквизиты Компании

Наименование:	Компания
Основной вид деятельности:	Промышленность
Отрасль:	Нефть и газ
Организационно-правовая форма:	Акционерное общество
Юридический адрес:	г. Ташкент, Яшнабадский р-н, ул. Истикбол, 21
Уставный капитал:	21 536 403 001 000 сум
Количество обыкновенных акций:	43 048 493 329 штуки – простые, 24 437 863 штуки - привилегированные
Номинальная стоимость:	500 сум
Статистические коды:	ОКПО – 37517 ОКОНХ – 97300 СОАТО – 1726290
ИНН:	200 837 914
Расчетный счет:	20 210 000 800 124 339 001
Председатель Правления	Абдуллаев Мехриддин Раззокович

1.2. Общие сведения

В целях ритмичного обеспечения отраслей экономики и населения Республики Узбекистан в 2022 году и последующих годах продуктами переработки нефти, газового конденсата и природного газа, а также их экспорта, разработан настоящий Бизнес-план АО «Узбекнефтегаз» (далее – Компания).

Компания является крупным нефтегазовым комплексом, осуществляющим работы по поиску, разведке и добыче природного газа, газового конденсата и нефти, их переработке, реализации продуктов переработки и строительству объектов производства и социального развития.

Основными видами продукции Компании являются природный газ, газоконденсат, сжиженный газ, нефть, а также продукты их переработки.

В настоящее время с учетом иностранных компаний, действующих на территории Узбекистана, наблюдается стабильная добыча **природного газа на уровне 56 млрд.куб.м. и жидких углеводородов более 3 млн.тн. в год.**

Действующая организационная структура утверждена протокольным решением Внеочередного собрания акционеров Компании от 7 августа 2019 года №1-ОСА; структура исполнительного аппарата Компании утверждена протокольным решением акционера Компании, единственного владельца простых акций от 12 октября 2020 года №15.

В структуру Компании входят управления по добыче углеводородов, нефтегазоперерабатывающие заводы и общества, нефтебазы, осуществляющие транспортировку и хранение нефтепродуктов, организации, осуществляющие научно-исследовательские и проектные работы, учебные заведения, занимающиеся подготовкой и переподготовкой кадров и сервисные структурные подразделения.

Вместе с тем, важнейшими задачами Компании является создание новой вертикально-интегрированной нефтегазовой компании, соответствующей международным стандартам эффективности, прозрачности и принципам корпоративного управления, а также увеличение объемов добычи углеводородного сырья, обеспечивающее полное удовлетворение потребностей отраслей экономики и населения, а также прибыльность Компании, определенной постановлением Президента Республики Узбекистан от 9 июля 2019 года № ПП-4388 «О мерах по стабильному обеспечению экономики и населения энергоресурсами, финансовому оздоровлению и совершенствованию системы управления нефтегазовой отраслью», в том числе за счет:

привлечения крупных мировых нефтегазовых компаний к добыче углеводородного сырья на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами на основе широко распространенных в зарубежной практике условиях и механизмах вложений инвестиций;

повышения операционной эффективности и оптимизации затрат предприятий нефтегазовой отрасли, а также снижения их долговой нагрузки с привлечением независимых международных экспертов;

интенсификации добычи углеводородного сырья на разработанных месторождениях на основе современных технологий;

привлечения в 2020 - 2022 годах не менее 6 зарубежных нефтесервисных организаций для участия в международных тендерных торгах по реализации инвестиционных проектов, осуществляемых национальными нефтегазовыми компаниями;

широкого внедрения в деятельность современных информационно-коммуникационных технологий с учетом зарубежного опыта, в том числе на основе реализации концепции «Цифровое месторождение»;

критического изучения и оптимизации инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с привлечением международных консалтинговых компаний исходя из реальных финансовых возможностей отечественных нефтегазодобывающих предприятий.

Вместе с тем, важнейшей задачей Компании также на 2022 год является разработка Программы геологоразведочных работ (ГРР) поиска новых месторождений, что будет способствовать увеличению запасов углеводородного сырья и объемов добычи природного газа в целом по Республике.

В рамках реализации инвестиционных проектов продолжаются работы по внедрению современных технологий в процессы добычи и переработки углеводородов, освоению новых месторождений нефти и газа.

Для выполнения поставленных задач Компания располагает собственными организационными, производственными и финансовыми ресурсами.

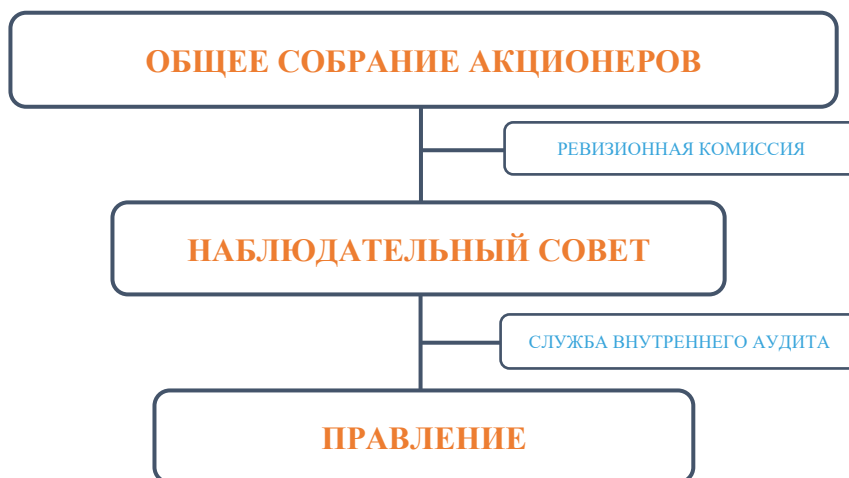
Вместе с тем, в настоящее время нефтегазовая отрасль решает масштабную задачу извлечения из имеющихся сырьевых ресурсов ценных компонентов путем их глубокой переработки. Среди крупнейших производственных объектов нефтегазовой отрасли – Бухарский нефтеперерабатывающий завод, Мубарекский и Кандымский газоперерабатывающие комплексы, Шуртанский и Устюртский газохимические комплексы, GTL и другие. Эти промышленные гиганты формируют основу современной нефтегазовой отрасли.

Нефтегазовая индустрия страны стремительно развивается, в том числе в настоящее время реализуются как масштабные инвестиционные проекты, так и структурные преобразования, что позволит Компании в разы увеличить производство высоколиквидной продукции, необходимой для удовлетворения потребности населения, промышленности, транспорта, а также экспорта в зарубежные страны.

Компанией разработан бизнес-план на 2022 год, ключевыми параметрами которого являются рост производства (оказания услуг, выполнения работ), прибыльность и выплата дивидендов.

1.3. Структура органов управления и организационная структура Компании

Согласно Закону Республики Узбекистан «Об акционерных Компаниях и защите прав акционеров», Уставу Компании, Компаниям управляет Общее собрание акционеров, Наблюдательный совет и Правление.



Высший орган управления Компании – Общее собрание акционеров. Общее собрание акционеров Компании созывается не реже одного раза в год, но не позднее чем через шесть месяцев после окончания финансового года. В период между собраниями общее руководство деятельностью Компании осуществляет Наблюдательный совет.

Руководство текущей деятельностью Компании осуществляется исполнительным органом Компании – Правлением, которая состоит из 8 человек:

Абдуллаев Мехриддин Раззокович - Председатель Правления;

Вакантно – Первый заместитель Председателя Правления;

Алиризаев Шахзод Шухратович - Первый заместитель Председателя Правления;

Тухтаев Кобулжон Мухаммадиевич - Заместитель Председателя Правления по геологии;

Шеров Рустам Чулиевич - Заместитель Председателя Правления по добыче;

Вакантно – Заместитель Председателя Правления по переработке;

Темиров Мухтор Мустафаевич - Заместитель Председателя Правления по строительству и транспорту;

Ашуров Улугбек Муродиллоевич - Заместитель Председателя Правления по экономике и финансам.

Организационная структура

Действующая организационная структура Компании утверждена протокольным решением Внеочередного общего собрания акционеров Компании от 7 августа 2019 год №1-ВОСА.

В структуру Компании входят управления по добыче углеводородов, нефтегазоперерабатывающие заводы и общества, нефтебазы, осуществляющие транспортировку и хранения нефтепродуктов, организации, осуществляющие научно-исследовательские и проектные работы, учебные заведения, осуществляющие подготовку и переподготовку кадров, и сервисные структурные подразделения.

Научно-исследовательскими и проектными работами, а также публицистической деятельностью занимаются следующие организации:



Добыча углеводородов. В этом секторе заняты 5 управлений, которые ведут разработку месторождений углеводородов и предварительную очистку добытого сырья.

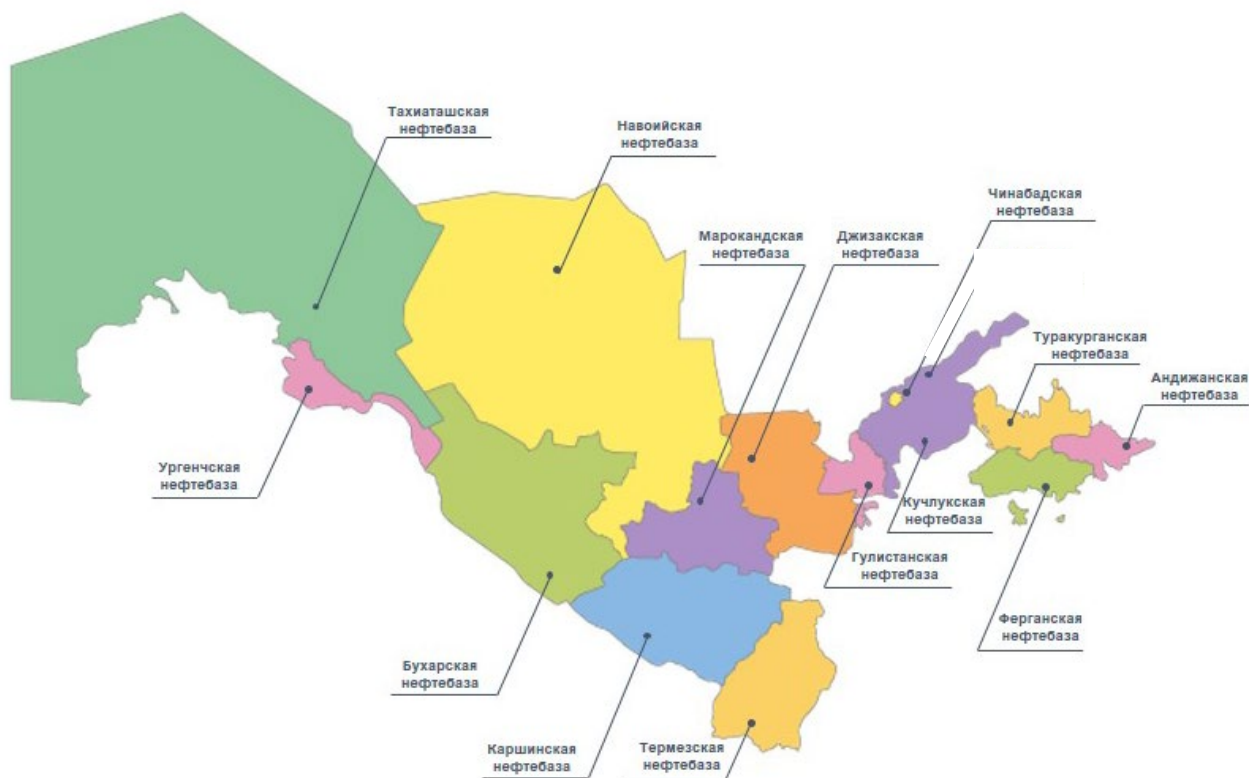
Мубарекское нефтегазодобывающее управление	• Добыча: природного газа, нефти, газового конденсата и производство сжиженного газа.
Шуртанское нефтегазодобывающее управление	• Добыча: природного газа, газового конденсата, переработка газа с выработкой сжиженного газа и газовой серы
Устюртское газодобывающее управление	• Добыча: природного газа и газового конденсата.
Газлийское нефтегазодобывающее управление	• Добыча: природного газа и газового конденсата, выработка сжиженного газа
Водийское нефтегазодобывающее управление	• Добыча: природного газа и газового конденсата.

Нефтегазопереработка. В этом секторе заняты 1 завод, 4 общества с ограниченной ответственностью, которые ведут переработку углеводородного сырья с получением нефтегазопродуктов с высокой добавленной стоимостью.

Мубарекский газоперерабатывающий завод	• Переработка газа: сухой газа и производства газового конденсата, сжиженного газа и газовой серы
ООО «Шуртанский газохимический комплекс»	• Переработка газа: сухой газа и производства полиэтилена, газового конденсата, сжиженного газа и газовой серы
ООО «Бухарский нефтеперерабатывающий завод»	• Переработка углеводородного сырья: производство автобензина, авиакеросина, дизельного топлива, мазута, сжиженного газа, растворителя, газolina пиролизного и серы
ООО «Чиназский нефтеперерабатывающий завод»	• Переработка углеводородного сырья: дизельное топливо, мазут и прочие нефтепродукты
ООО «Uzbekistan GTL»	• Переработка газа: производство синтетического жидкого топлива

АО «Махсусэнергогаз» - осуществляет деятельность **в области пуска и наладки технологических оборудования и установок**, а также предоставляет услуги по строительным работам.

Транспортировка и хранение. Транспортировка, хранение и реализация нефтепродуктов осуществляется 14 предприятиями:



Реализацией нефтепродуктов до конечного потребителя занимается ООО «UNG Petro».

По направлению подготовки кадров в структуре Компании ведут деятельность следующие учебные заведения:

Филиал РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в г. Ташкенте	• Высшее учебное заведение, осуществляющее подготовку высококлассных специалистов нефтегазовой отрасли
Бухарский профессиональный колледж нефтяной и газовой промышленности	• Среднее специальное учебное заведение, осуществляющее подготовку кадров для нефтегазовой отрасли
Ферганский профессиональный колледж нефтяной и газовой промышленности	• Среднее специальное учебное заведение, осуществляющее подготовку кадров для нефтегазовой отрасли.
ООО «UNG training»	• Центр повышения квалификации, осуществляющий подготовку и переподготовку кадров нефтегазовой отрасли

В комплекс сервисных подразделений акционерного общества входят следующие организации:

1. Узбекская военизированная часть по предупреждению и ликвидации нефтяных и газовых фонтанов	• Обслуживает пользователей недр при проведении работ по предупреждению возникновения и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов, осуществляет контроль за состоянием газовой безопасности на опасных производственных объектах
2. АО «Узнефтьгазкудуктамирлаш»	• Осуществляет полное и текущее обслуживание и ввод в эксплуатацию нефтяных и газовых скважин из КРС
3. ООО «Нефт газ бино иншоат»	• Обслуживание зданий и сооружений
4. ООО «Узнефтьгазбургулаш иншлари»	• Предоставляет услуги по бурению нефтяных и газовых скважин
5. УП «Мубораксувтаъминот»	• Предоставляет услуги по снабжению водными ресурсами структурных подразделений отрасли

Структура исполнительного аппарата

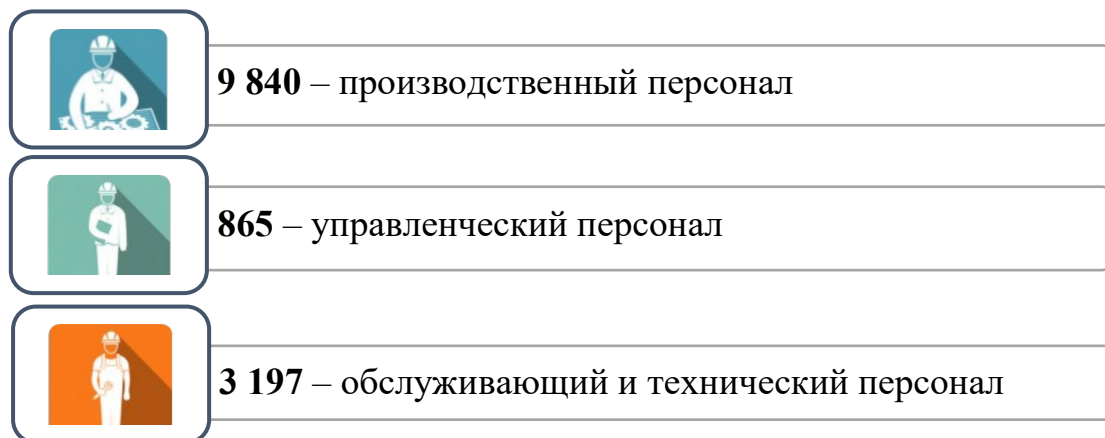
Действующая структура исполнительного аппарата Компании утверждена протокольным решением акционера Компании, единственного владельца простых акций от 12 октября 2020 года №15.

Структура исполнительного аппарата приведена в **Приложении 1**.

1.4. Кадровая политика Компании

Ключевым фактором эффективности любой организации являются трудовые ресурсы. Поэтому в своей кадровой политике Компания руководствуется высокими корпоративными ценностями и отдает предпочтение профессионализму, командной работе, эффективности и ответственности.

На сегодняшний день штатная численность персонала Компании составляет 13 902 человек. Из них: аппарат управления – 865 человек, производственный персонал 9840 человек, технический и обслуживающий персонал – 3 197 человек.



Подготовка молодых специалистов осуществляется в филиале Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина в г.Ташкенте, Университете Инха в городе Ташкенте, Ташкентском государственном техническом университете, Ташкентском химико-технологическом институте, Каршинском инженерно-экономическом институте, Бухарском инженерно-технологическом институте и других.

Подготовка специалистов со средним специальным образованием для предприятий отрасли осуществляется в подведомственных Бухарском и Ферганском колледжах нефтяной и газовой промышленности. В настоящее время в этих колледжах обучается 1036 студентов по 13 направлениям.

Повышение квалификации руководителей и специалистов отрасли осуществляется в Академии государственного управления при Президенте Республики Узбекистан, Высшей школе бизнеса и предпринимательства, отраслевом учебном центре ООО «UNG training» и других центрах повышения квалификации.

В настоящее время в магистратуре в Высшей школе бизнеса и предпринимательства проходят обучение 37 человека.

В 2021 году подготовку и повышение квалификации кадров на различных учебных курсах прошли 10731 работников.

Для усиления профессионального и квалификационного роста работников, эффективного использования трудового потенциала работников и выполнения отраслевой программы по подготовке кадров указанная выше работа будет продолжена в 2022 году.

Подготовка и переподготовка персонала предприятий и организаций нефтегазовой отрасли осуществляется на базе единого отраслевого учебного центра ООО «UNG training» и др.

1.5. Информация об акционерах и членах Наблюдательного совета Компании

Информация об акционерах и членах Наблюдательного совета Компании

№	ФИО	Должность (место работы)	Доля в предприятии
	Акционеры (участники, собственник)		Акционеры: - Крупный акционер (юр.лицо) – 99,96% (43 048 493 329) штук простых акций) - Акционеры (физические лица) – 0,4% (24 437 863 штук привилегированных акции)
Состав Наблюдательного совета			
1.	Гулямов Равшан Аюбович	Советник Президента Республики Узбекистан по вопросам экономического развития, инвестиционной и внешнеторговой политики, председатель Наблюдательного совета.	
2.	Султанов Алишер Саидаббасович	Министр энергетики Республики Узбекистан, совета, заместитель Председателя Наблюдательного совета	
3.	Давлетов Русланбек Куролтайевич	Министр юстиции Республики Узбекистан, член Наблюдательного совета	
4.	Ортиков Акмалхон Журахонович	Директор Агентства по управлению государственными активами, член Наблюдательного совета	
5.	Насритдинходжаев Омонullo Забихуллаевич	Первый заместитель Министра финансов Республики Узбекистан, член Наблюдательного совета	
6.	Абдиназаров Бобур Каландарович	Заместитель министра экономического развития и сокращения бедности Республики Узбекистан, член наблюдательного совета	
7.	Мирзаев Мубин Мухидинович	Первый заместитель председателя Государственного налогового комитета Республики Узбекистан, член наблюдательного совета	

1.6. Информация по получению международного кредитного рейтинга Компании

6 сентября 2018 г. Компания заключило Мандатный договор с «Газпромбанк» (АО) по сотрудничеству в рамках получения международного рейтинга и дебютного выпуска старших еврооблигаций на международных рынках капитала.

Согласно мандатному соглашению АО «Газпромбанк» оказало содействие в проведении переговоров в получении корпоративного кредитного рейтинга от ведущих мировых агентств («S&P», «Фитч» и «Мудис»).

Заключены договора с «S&P» (№13 от 25.01.2021г.), «Фитч» (№36 от

16.02.2021г.), и «Мудис» (№45 от 15.03.2021г.). Рейтинговые агентства назначили аналитиков для работы с Компанией.

Консультантам направлены:

- отчеты по аудиту запасов углеводородов в соответствии с международными стандартами (PRMS) представленные со стороны компании «DeGolyer & MacNaughton» за 2017, 2018 и 2019 и 2020 года;

- аудиторские заключения международной аудиторской компании «Ernst & Young» по консолидированной финансовой отчетности, составленной по МСФО за период 2017, 2018 и 2019 и 2020 года.

В итоге, в 2021 году международными рейтинговыми агентствами S&P и Фитч присуждены кредитные рейтинги на уровне суверенного «BB – с прогнозом «стабильный».

Информация об организации дебютного выпуска еврооблигаций Компании

В ноябре 2021 года Компания при содействии Министерства финансов впервые успешно разместила на Лондонской фондовой бирже еврооблигации на сумму 700 млн долларов США сроком на 7 лет под 4,75%. Покупателями еврооблигаций стали более 120 инвесторов из Великобритании, США, Германии и стран Европы и Азии.

Информация о первичном публичном размещении акций (IPO) Компании

Постановлением Президента Республики Узбекистан от 9 июля 2019 года №ПП-4388 «О мерах по стабильному обеспечению экономики и населения энергоресурсами, финансовому оздоровлению и совершенствованию системы управления нефтегазовой отраслью» Компания возложена задача при содействии МФИ/ИПФО и международных консалтинговых компаний принять меры по привлечению, не позднее 2024 года, инвесторов путем первичного и вторичного публичного размещения на отечественном и международных фондовых рынках акций с сохранением доли государства в уставных капиталах в размере не менее 51 процента.

В целях исполнения данного поручения 10 мая 2021 года с финансовой компанией Rothschild & Cie было заключено соглашение об оказании услуг (вступило в силу с 1 июня 2021 года). Согласно соглашению, объем работ включает в себя следующие услуги:

- 1) Подготовка к выходу на IPO;
- 2) Анализ и перепрофилирование долгового портфеля (при необходимости), а также помощь с пересмотром условий.

В целях достижения конкретных и своевременных результатов была сформирована команда по управлению проектом на уровне Руководящего комитета, Операционного комитета и рабочих групп. Со стороны Министерства финансов и Министерства энергетики также были включены кандидаты в состав

управления проектом.

Командой Консультанта подготовлена дорожная карта, в которой обозначены 3 этапа реализации проекта:

- ☐ Этап 1: предварительная оценка готовности к IPO;
- ☐ Этап 2: анализ долгового портфеля и перепрофилирование;
- ☐ Этап 3: подготовка к IPO.

В настоящее время, по запросам Rothschild & Cie предоставляется ряд документов и справочной информации и привлечены необходимые консультанты по аудиту, стратегии, корпоративному управлению и юридическому сопровождению.

Выход на IPO безусловно повлияет на увеличение ликвидности акционерного капитала, а также явится возможностью привлечения со стороны долгосрочных финансовых ресурсов, которые могут быть направлены на покрытие текущих затрат, уменьшение долговой нагрузки, модернизацию производства, реализацию крупных проектов и др.

1.7 Продукты и услуги Компании. Система менеджмента качества

На нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих предприятиях Компании добывают природный газ, газовый конденсат и нефть, производят сжиженный газ, полиэтилен и серу.



Продукция переработки газа

Товарный газ;
Сжиженный газ;
Стабильный конденсат;
Полиэтилен;
Сера

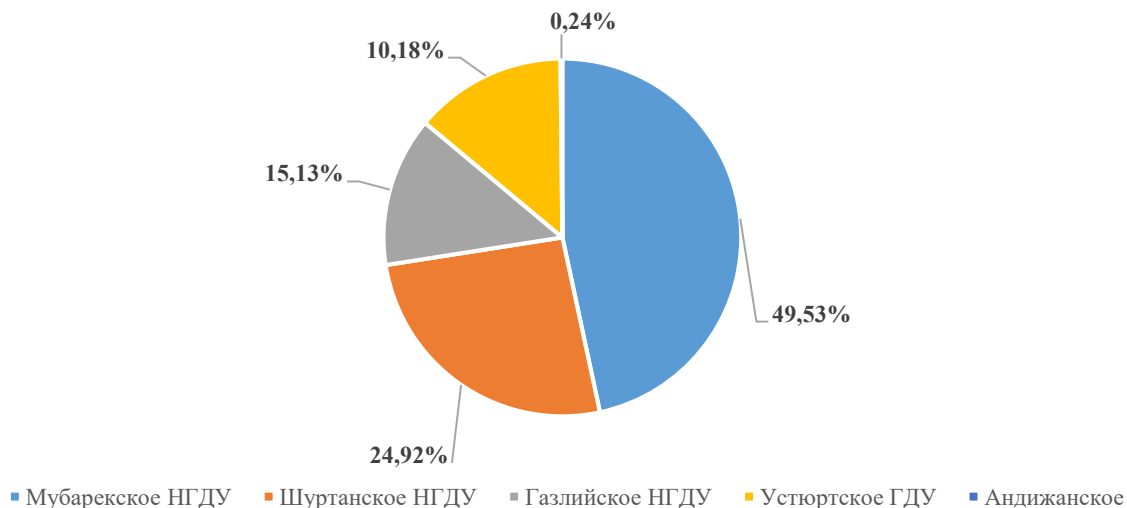


Продукция переработки нефти

Автобензин марок
Аи-80,91,92,95;
Дизельное топливо;
Авиакеросин;
Мазут;
Сжиженный газ;
Нафта;
Прочие нефтепродукты

Более 24,0 млрд.куб.м (74%) добываемого природного газа приходится на Мубарекское и Шуртанское нефтегазодобывающие управления.

Добыча природного газа в разрезе нефтегазодобывающих управлений, в долях



Крупнейшими пяти месторождениями, обеспечивающими 50 % всего добываемого газа Компании, являются Шуртан (24,7 %), Алан (7,9 %), Южный Кемачи (6,2 %), Самантепа (7,3 %), Зеварды (8,7 %).

Природный газ, после его очистки и осушки, реализуется АО «Узтрансгаз», АО «Худудгазтаъминот». На данном этапе газ природный соответствует требованиям нижеследующих нормативных документов:

Мубарекское нефтегазодобывающее управление (НГДУ): NGH 39.0-254:2021 «Газы горючие природные высокосернистые и малосернистые подаваемые на Мубарекский газоперерабатывающий завод. Технические условия»;

Шуртанское НГДУ - O'z DSt 948:2016 «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы. Технические условия». Данный природный газ является очищенным от сернистых компонентов, углеводородов и влаги.

Природный газ Устюртского газодобывающего управления (ГДУ) реализуется АО «Узтрансгаз» в соответствии с требованиями O'z DSt 948:2016 «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы. Технические условия».

Природный газ Газлийского НГДУ реализуется АО «Узтрансгаз» в соответствии с требованиями O'zDSt 948:2016 «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы. Технические условия».

Природный газ Водийского НГДУ реализуется АО «Узтрансгаз» в соответствии с требованиями O'z DSt 948:2016 и АО «Худудгазтаъминот» в соответствии с требованиями ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».

Природный газ Мубарекского ГПЗ реализуется АО «Узтрансгаз» в соответствии с требованиями O'z DSt 948:2016 «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы. Технические условия».

На установках подготовки газа (УКПГ/УППГ), под повышенным давлением (100-55 атм.) происходит разделение смеси на две фазы – газовую и жидкую.

В выделенной жидкости содержится много растворенного газа в основном легкие углеводороды (от метана до бутана), эта жидкость именуется нестабильным конденсатом.

Для доведения нестабильного газового конденсата до товарного, необходимо стабилизировать его на установках стабилизации конденсата (УСК), путем выветривания и/или нагревания до температуры свыше 200°C, где получается стабильный конденсат (C5+высшие) и выделяется растворенный газ (метан, этан, пропан, бутан). При этом выделенные газы частично утилизируются путем получения сжиженного газа (пропан, бутан), газы деэтанизация компрессором или эжектором возвращаются в систему подготовки газа, а остальная часть из-за низкого давления и невозможности утилизации, подается на факел.

Часть нестабильного конденсата проходит подготовку только выветриванием (месторождения Южный Кемачи, Умид, Денгизкуль, Самантепе, Газли, Устюртский регион и др.), качество его близко к стабильному, прошедшему подготовку на установке стабилизации. Таким образом, нестабильный газовый конденсат складывается из стабильного, сжиженного газа и газов дегазации.

Получаемый в процессе переработки природного газа и нестабильного газового конденсата – сжиженный газ, реализуется на биржевых торгах, организуемых для владельцев автогазозаправочных станций, поставляется предприятиям АО «Худудгазтаъминот», для его реализации населению и объектам социальной сферы, используется для нужд автотранспортных средств предприятий Компании, а также реализуется на экспорт.

Нефть и газовый конденсат реализуются нефтеперерабатывающему заводу ООО «Бухарский нефтеперерабатывающий завод» для производства нефтепродуктов, часть конденсата реализуется СП ООО “Uz-Kor Gas Chemical” для дальнейшей его переработки на Устюртском газохимическом комплексе.

Сера реализуется предприятиям республики, в т.ч. АО «Узкимёсаноат» для производства различных химических веществ, а также на экспорт.

Кроме того, нефтегазодобывающие и газоперерабатывающие управления и завод Компании оказывают предприятиям с участием иностранного капитала, осуществляющим деятельность в Республике Узбекистан, услуги по подготовке, переработке природного газа выходом углеводородов, транспортировке природного газа и газового конденсата.

Основная доля производимой продукции Компании поставляется в первую очередь на внутренний рынок для покрытия существующего спроса.

Природный газ, производимый Компанией, реализуется АО «Узтрансгаз», и АО «Худудгазтаъминот».

Компания экспортирует нефтегазовую продукцию (полиэтилен, сжиженный газ, пиролизный газолин, гранулированная и комовая сера, и др.), а также проводит продвижение нефтегазовой продукции на новые рынки.

Качество выпускаемой продукции отвечает требованиям международного стандарта ИСО 9001 версии 2015 года.

II. Основные направления развития Компании

К 2025 году компания видит себя достигшей ключевых стратегических целей, среди которых:

- 1 • переход к расширенному воспроизводству запасов углеводородов, способному обеспечить превышение прироста запасов над добычей;
- 2 • обеспечение добычи углеводородов на уровне, необходимом для полного удовлетворения потребностей внутреннего рынка, с привлечением широкого круга международных нефтегазовых компаний, обладающих передовыми технологиями;
- 3 • обеспечение рынка востребованными и конкурентными продуктами глубокой переработки углеводородного сырья с более высокой добавленной стоимостью;
- 4 • обеспечение растущего внутреннего рынка современными видами моторных топлив по рыночным конкурентным ценам;
- 5 • полная трансформация в совершенно новую вертикально интегрированную нефтегазовую компанию, построенную на принципах прозрачности, доходности и международных корпоративных стандартов ведения бизнеса;
- 6 • на регулярной и своевременной основе ведется публикация финансовой отчетности компании по МСФО, аудированная представителями «большой четверки»;
- 7 • подсчет и аудит запасов углеводородов по стандартам международной Системы управления углеводородными ресурсами (PRMS);
- 8 • ведение компанией политики по использованию различных финансовых инструментов (для улучшения своей инвестиционной привлекательности) для привлечения финансирования, среди которых долговые рынки капитала (выпуск еврооблигаций), кредитных средства МФИ и др.;
- 9 • реализация уникального проекта по производству синтетического жидкого топлива на базе технологии GTL, в области глубокой переработки углеводородов пуск в эксплуатацию проекта с производством продукции с более высокой добавленной стоимостью.

III. Маркетинговый план

Маркетинг Компании направлен на обеспечение рынка востребованными и конкурентными продуктами глубокой переработки углеводородного сырья с более высокой добавленной стоимостью, а также обеспечение растущего внутреннего рынка современными видами продуктов нефтегазопереработки по рыночным конкурентным ценам.

Основная доля производимой продукции Компании поставляется в первую очередь на внутренний рынок для покрытия существующего спроса. При этом сегментация внутреннего рынка включает в себя поставку бюджетным организациям, крупным стратегическим предприятиям республики, приобретающим нефтепродукты по прямым договорам или переработке импортного сырья на основе договора комиссии.

По Компании реализация природного газа в 2020 году достигла в объеме **30,55 млрд.куб.м.** В 2021 году реализация составила **30,218 млрд.куб.м.**

Компания экспортирует следующие виды продукции: полиэтилен, сжиженный газ, сера, другие нефтепродукты. Объем экспорта полиэтилена в 2020 году составил 26,0 тыс.тн. Объем экспорта сжиженного газа в 2020 году составил 16,0 тыс.тн.

В 2021 году объем экспорта сжиженного газа составил 9,06 тыс.тонн (Шуртанское НГДУ – 8,0 тыс.тонн, Мубарекский ГПЗ – 1,06 тыс.тонн); объем экспорта серы – 270,2 тыс.тонн.

Основными рынками сбыта экспортной продукции являются следующие страны: Иран, Польша, страны Прибалтики, Германия, Турция, Казахстан, Таджикистан, Кыргызстан, Афганистан и другие.

По результатам анализа рынка к 2025 году ожидается профицит продуктов нефтегазопереработки, что станет посылком для переориентации Компании по направлению увеличения глубины переработки углеводородного сырья с целью извлечения продуктов с высокой добавленной стоимостью и ее реализацией на экспорт.

IV. SWOT-анализ

Для определения позиции компании на рынке, а также выявления существующих угроз, был проведен SWOT-анализ.

Результаты анализа показывают, что нефтегазовая промышленность относится к числу базовых отраслей в экономике республики и Компания занимает лидирующую позицию на рынке энергоресурсов.

Объем доказанных запасов природного газа составляет 1,881 трлн.куб.м., что позволяет обеспечить потребность общества в сырье в долгосрочном периоде.

Широкая номенклатура продукции позволяет минимизировать риски, связанные с колебаниями спроса на разные виды продукции.

Компания не только обеспечивает благосостояние своих акционеров, но и является одной из крупнейших компаний, формирующих доходную часть бюджета государства. Сумма налоговых поступлений в бюджет страны за 2021 год составила 3,3 трлн.сум.

Компания - один из крупнейших работодателей страны. Численность персонала компании составляет порядка 14 000 человек.

Компания обозначило новый путь развития, который будет основываться на современные методы корпоративного управления, цифровой трансформации, а также переход на международные стандарты с привлечением международных консалтинговых компаний и финансовых институтов (Ernst & Young, KPMG и др.).

На сегодняшний день идет активное партнерство с мировыми лидерами нефтегазовой промышленности – в процессе добычи и переработки углеводородов в Узбекистане уже принимают участие «Лукойл», «Газпром», ВР, Total, а также компании таких стран, как Корея, Китай и др.

В процессе анализа были выявлены недостатки Компании.

Крупные месторождения компании характеризуются относительно высокой степенью выработанности (60-80%). Это влияет на снижение темпов роста добычи углеводородов, а также ухудшение компонентного состава добываемого сырья.

	Положительное влияние	Отрицательное влияние
Внутренняя среда	1. Strengths (достоинства)	Weakness (недостатки)
	2. Компания-занимает доминирующее положение на рынке. Это обеспечивает постоянный рынок для сбыта выпускаемой продукции;	1. Выработанность крупнейших месторождений на 60-80%;
	3. Базовая отрасль экономики, что обеспечивает стабильный спрос на продукцию компании;	2. Недостаточный темп прироста запасов по результатам геологоразведочных мероприятий;
	4. Существенный объем доказанных запасов природного газа;	3. Большая разбросанность нефтегазовых месторождений;
	5. Диверсифицированное производство;	4. Необеспечение полной загрузки перерабатывающих мощностей;
	6. Один из крупнейших налогоплательщиков страны;	5. Государственный контроль над установлением цены реализации природного газа;
	7. Один из крупнейших работодателей страны;	6. Неэффективные безвозмездные отчисления (спонсорская помощь)
	8. Прозрачная система управления;	
	9. Использование современных методов разработки;	
	10. Компании присвоен корпоративный кредитный рейтинг на уровне «ВВ – с прогнозом «стабильный»	
	11. Стратегическое партнерство с такими успешными международными нефтегазовыми компаниями, как Лукойл,	

Газпром, British Petroleum, Татнефть, Epsilon, SOCAR и др.

Внешняя среда	Opportunities (возможности)	Threats (угрозы)
	Ожидаемое проведение IPO до 2024г.	Развитие альтернативных источников энергии и топлива;
	Благоприятная макроэкономическая среда;	Стагнация внутреннего рынка (ухудшение макроэкономической ситуации страны);
	Переориентация на производство продукции глубокой переработки;	Высокая налоговая нагрузка;
	Выход на мировые рынки.	Ужесточение конкуренции.
	Формирование оптового рынка производителей и импортеров природного газа;	

Высокая доля дебиторской задолженности в общей структуре активов компании грозит снижением оборачиваемости оборотных средств, а также снижением ликвидности Компании.

Высокая степень изношенности основных фондов является причиной огромных потерь углеводородов, а также увеличения затрат по поддержанию работоспособности данных основных средств.

Недозагруженность основных производственных мощностей нефтеперерабатывающего завода приводит к увеличению себестоимости выпускаемой продукции. Дефицит в нефтепродуктах будет частично покрыт при помощи роста выпуска дизельного топлива и керосина после запуска проекта GTL.

V. Показатели

5.1 Производственный план

В приложении 2,3,4 приведена информация по производственным показателям Компании (информация по производственным мощностям, план производства и реализации продукции).

Деятельность по добыче жидких углеводородов и природного газа проводится на 111 месторождениях из них в разработке – 70, в консервации и разведке– 41.

При этом нефтяных (нефтегазоконденсатные, нефтегазовые, нефтяные) месторождений – 11, в том числе: в разработке – 9, в консервации – 2.



Газоконденсатных (газоконденсатные, газовые) месторождений 100, в том числе: из них в разработке – 61, в консервации и разведке – 39. Эксплуатационный фонд нефтегазодобывающих скважин по месторождениям Компании составляет 1 370 скважин.

Добыча природного газа, газового конденсата и нефти, переработка природного газа

Одной из основных задач Компании в области добычи и переработки углеводородного сырья является эффективная организация разработки месторождений нефти и газа, добычи природного газа, нефти и газового конденсата, а также их углубленной переработки.

Добычу природного газа, газового конденсата и нефти осуществляют следующие нефтегазодобывающие управления Компании:

Мубарекское нефтегазодобывающее управление – добыча углеводородов на 56 месторождениях;

Шуртанское нефтегазодобывающее управление – добыча углеводородов на 29 месторождениях;

Газлийское нефтегазодобывающее управление – добыча углеводородов на 20 месторождениях;

Устюртское газодобывающее управление – добыча углеводородов на 7 месторождениях;

Водий нефтегазодобывающее управление – добыча углеводородов на 23 месторождениях.

Мубарекский газоперерабатывающий завод осуществляют переработку получаемых высокосернистых и малосернистых газов от Мубарекского нефтегазодобывающего управления, ООО «Лукойл Узбекистан Оперейтинг

Компани», СП ООО «Natural Gas stream», СП ООО «New silk road oil and gas», СП ООО «Кукдумалок Газ», ИП ООО «Epsilon Development Company».

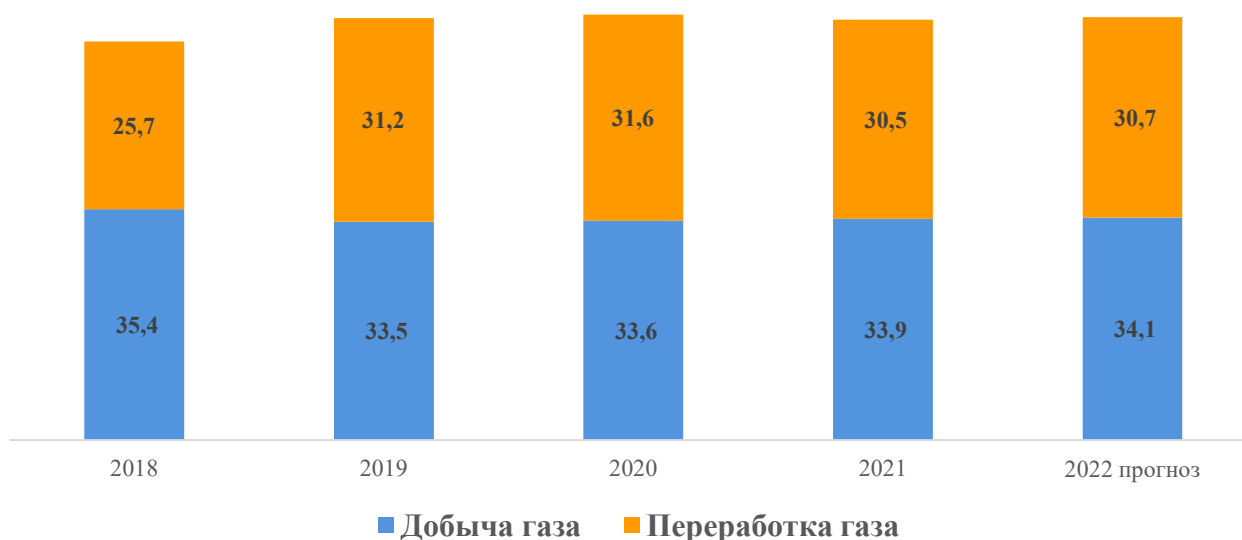
Современное состояние сырьевой базы Компании характеризуется постоянным ухудшением структуры и качества запасов нефти и газа, что обусловлено переходом на позднюю стадию разработки крупных месторождений, ростом трудно извлекаемых запасов, увеличением доли мелких низко продуктивных залежей.

Последние несколько лет в узбекской нефтяной и газовой промышленности наблюдается падение добычи нефти, однако, для поддержания объемов добычи жидких углеводородов Компании обеспечивается благодаря вводу новых месторождений, а в основном в результате интенсификации отбора из активной части извлекаемых запасов разрабатываемых залежей и применения новых технологий. Такая тенденция, учитывая состояние сырьевой базы, неизбежно приведет к падению добычи нефти. Уже сейчас в условиях благоприятной конъюнктуры рынка наблюдается снижение темпов прироста добычи. Стабилизация и рост добычи, необходимые для обеспечения энергетической безопасности и развития экономики республики, будут возможны только благодаря активному вовлечению новых ресурсов, выходу на новые нефтегазоносные территории, а также реализации новых инвестиционных проектов.

Объем добычи природного газа на 2021 год составил в объеме 33,9 млрд.куб.м, выполнение 99,4%, темп роста 102,4%. Прогнозируемый объем добычи на 2022 год – 34,1 млрд.куб.м,

Прогнозируемый объем переработки природного газа в 2022 году составляет 30,7 млрд.куб.м.

Динамика добычи и переработки природного газа Компании, млрд.куб.м

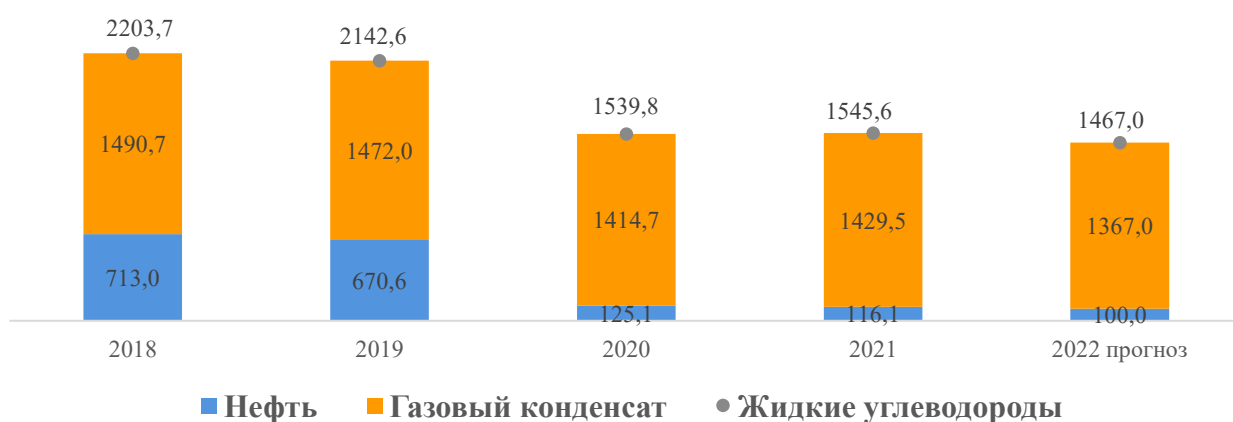


Добыча нефти в 2021 году по Компании составила в объеме 116,1 тыс.тн., выполнение 106,5%. В 2022 году прогнозируемый объем добычи нефти составляет 100,0 тыс.тн.

Добыча нестабильного газового конденсата (с учетом выработки на ГПЗ и ГХК), в 2021 году составила 1 429,5 тыс.тн., выполнение 103,4%. В 2022 году прогнозируемый объем добычи газового конденсата составит 1367,0 тыс.тн.

В соответствии с Постановлением Кабинета Министров Республики Узбекистан от 15 декабря 2019 года №1002 «О мерах по дальнейшему увеличению добычи нефти из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и объемов переработки углеводородного сырья часть нефтяных месторождений Компании переданы в распоряжение другим организациям, в связи с чем начиная с 2020 года наблюдается спад в динамике добычи нефти.

Динамика добычи жидких углеводородов, тыс.тонн



* на диаграмме фактическая добыча нефти за 2020 и 2021 гг. приведена без учета объемов ИП «Sanoat energetike guruhi»

Основными причинами снижения добычи углеводородов являются:

В структуре разрабатываемых месторождений основная часть объектов обеспечивающие львиную долю текущей добычи углеводородов характеризуются длительными периодами эксплуатации, высокой степенью выработанности и истощённости промышленных запасов, снижением пластовых давлений и добычных возможностей скважин.

Анализ сырьевой базы Компании за последние несколько лет показывает, что эксплуатация основных месторождений (Кекдумалак, Алан, Шуртан, Зеварды, Северный Уртабулак, Крук, Южный Кемачи, Денгизкуль, Южный Тандырча, Памук, Северный Шуртан) находится на поздней стадии разработки, наблюдается рост доли добычи из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, увеличение количества ввода в разработку мелких и низкопродуктивных месторождений. На долю основных крупных месторождений приходится более 56 % всей добычи газа, 31 % добычи конденсата и 56 % добычи нефти. При этом по данным месторождениям были снижены запасы выработки в среднем на 78 % по газу и порядка 90-92 % по нефти.

Вместе с этим открываемые за последние годы, в результате проводимых силами Компании геологоразведочных работ, новые месторождения (Джарчи, Чулькувар, Акназар, Шимолий Акназар, Туртсари, Шеркент, Ойдин, Шимолий Гирсан, Эрназар, Дивхона, Назаркудук, Кумли, Тайлок, Таваккал, Коратеп, Ином, Арслон, Тумарис, Андакли, Жан.Кулбешкак, Шортан, Шоркум, Дультап, Шаркий Хатар, Жанубий Аккум, Уртакум, Учтепа, Аралык, Кушкаир, Куйи Сургиль, Зап.Куйи Сургиль, Ижобат и др.) характеризуются небольшими запасами и не позволяют в полном объеме компенсировать снижение объемов по крупным месторождениям.

Ниже представлена информация по показателям геологоразведочных работ по Компании на 2020-2022 годы (таблица №4).

Таблица № 4. Показатели геологоразведочных работ по Компании за 2020-2022 гг.

№	Наименование	Единица измерения	2020 год	2021 год	2022 год план
1	Сейсморазведка 3Д	кв.км	750	1410	2 400
2	Ввод новых площадей	площадь	6	22	20
3	Бурение	тыс.пог.м.	76,4	139,5	215,0
4	Завершение строительства	скважина	33	38	75
5	Увеличение запасов				
	- газ	млрд.м3	20,1	35,0	35,1
	- нефть+конденсат	млн.тн.	1,0	1,6	1,0
6	Капитальные вложения	млрд.сум	589,7	983,2	2800,0

По итогам 2021 года выполнение сейсморазведочных работ 3Д составило 1410 кв.км, ввод в глубокое поисковое бурение – 22 площади, проведение поисково-разведочного бурения – 139,531 тыс. пог.м, завершено строительство 38 поисково-разведочных скважин, осуществлен прирост запасов природного газа в объеме 35,0 млрд.куб. м и конденсата в объеме 1 601 тыс.т. Сумма финансирования для геологоразведочных работ составила 983,2 млрд.сум.

В соответствии с Постановлением Президента Республики Узбекистан от 18 ноября 2019 года №ПП-4522 «О мерах по совершенствованию системы организации и проведения геологоразведочных работ на нефть и газ» и Кабинета Министров Республики Узбекистан от 30 апреля 2020 года №ПКМ-265

«О дополнительных мерах по увеличению запасов углеводородов в 2020-2025 гг.» и на основе Программы развития и воспроизводства углеводородно-

сырьевой базы по Компании на период 2022-2026 годы разработана Программа развития и воспроизводства углеводородно-сырьевой базы на 2022 год (далее - Программа).

Согласно Программе в 2022 году Компанией планируется проведение 2400 кв.км сейсморазведки 3Д, ввод в глубокое бурение 20 новых площадей, бурение 215,0 тыс. пог.м и завершение строительства 75 скважин, с последующим приростом запасов природного газа в объеме 35,1 млрд. куб.м и 1,0 млн. т жидких углеводородов.

Для целенаправленного проведения и результативного завершения геологоразведочных работ в 2022 году необходимо выделить финансовые средства в объеме 2 800 млрд.сум.

В конце 2022 года путем успешной реализации Программы при своевременном финансировании намечается дополнительно обеспечить:

- проведение 2400 кв.км сейсморазведочных работ с целью подготовки новых объектов на известных участках и оценки потенциала нефтегазоносности глубоко погруженных участков Денгизкульской группы месторождений, Шуртанского и Учкырского участков, а также приграничной с Республикой Туркменистан территорий для выделения новых нефтегазоперспективных площадей;

- бурение 75 глубоких скважин с объемом 215 тыс. метр с целью:

- изучения и разведки недавно обнаруженных залежей и открытых месторождений, расположенных на территории Кашкадарьинской и Бухарской областях с последующим осуществлением прироста запасов углеводородов промышленных категорий;

- изучения и освоения верхне-среднеюрских и нижнеюрских отложений Устюртского региона для завершения работ по разведке и оконтуриванию недавно открытых залежей и месторождений;

- опысследования потенциала глубокопогруженных терригенных юрских и верхнепалеозойских горизонтов Устюртского региона для обнаружения новых перспективных участков с обнаружением в них новых запасов нефти и газа в промышленных объемах и открытие новых месторождений УВ.

Успешной реализацией указанных мероприятий в конце 2022 года будет обеспечен прирост запасов в объемах 35,1 млрд. куб метр природного газа и 1,0 млн.тонн жидких УВ.

Кроме того, за счет выполнения работ по дополнительно установленным объемам намечается обеспечить подготовку необходимой основы на 2022-2026 годы для обнаружения новых перспективных на нефть и газ объектов, выделения участков для постановки в них нового поискового бурения, прироста запасов промышленных категорий.

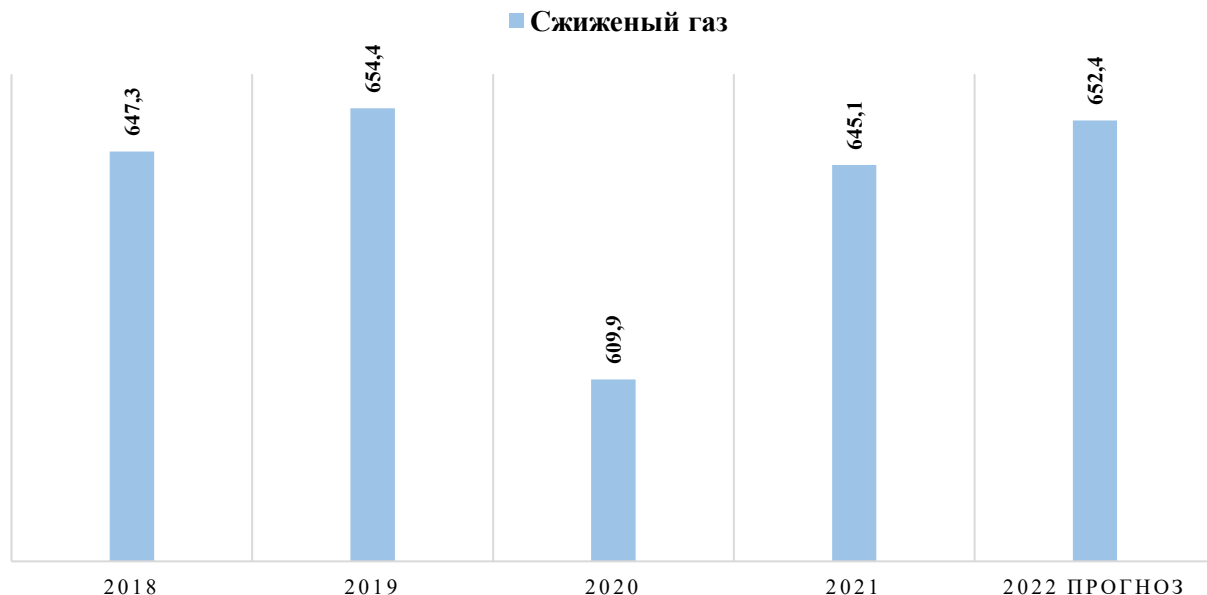
Переработка природного газа

Производство полиэтилена на ООО «Шуртанский ГХК» за 2021 год составило 135,2 тыс.тн. Выпускаемый полиэтилен высокого качества

экспортируется в такие страны как Польша, Турция и др., а также реализуется внутренним потребителям через биржевые торги.

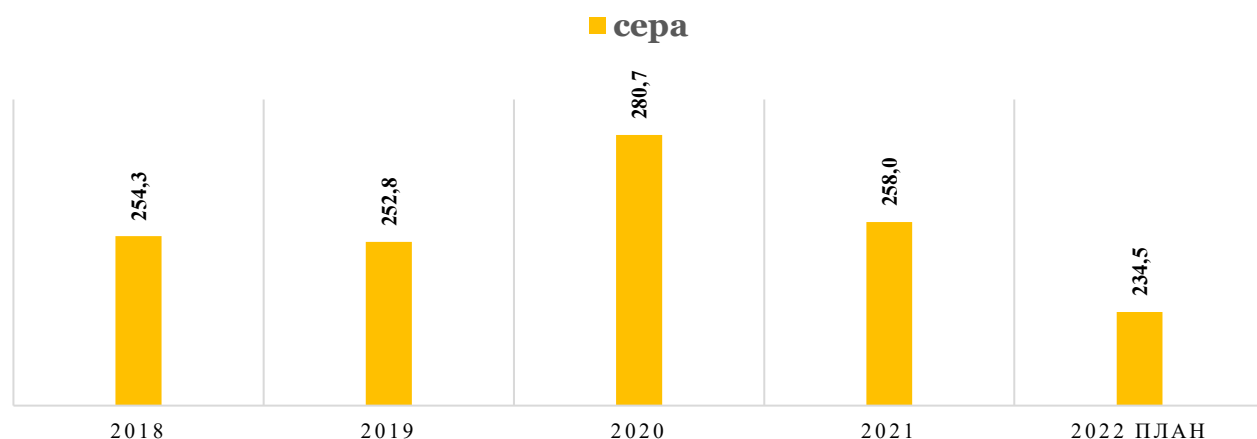
Выработка сжиженного газа по отрасли в 2021 году составила 645,1 тыс.тн., в 2022 году прогнозируется в объеме 652,4 тыс.тн.

Производство сжиженного газа, тыс.тн.



Выработка серы в 2021 году составила в объеме 258,0 тыс.тн, в 2022 году прогнозируется в объеме 234,5 тыс.тн.

Производство серы, тыс.тн.



5.2 Финансовый план

5.2.1 Анализ финансово- хозяйственной деятельности Компании за 2021 год

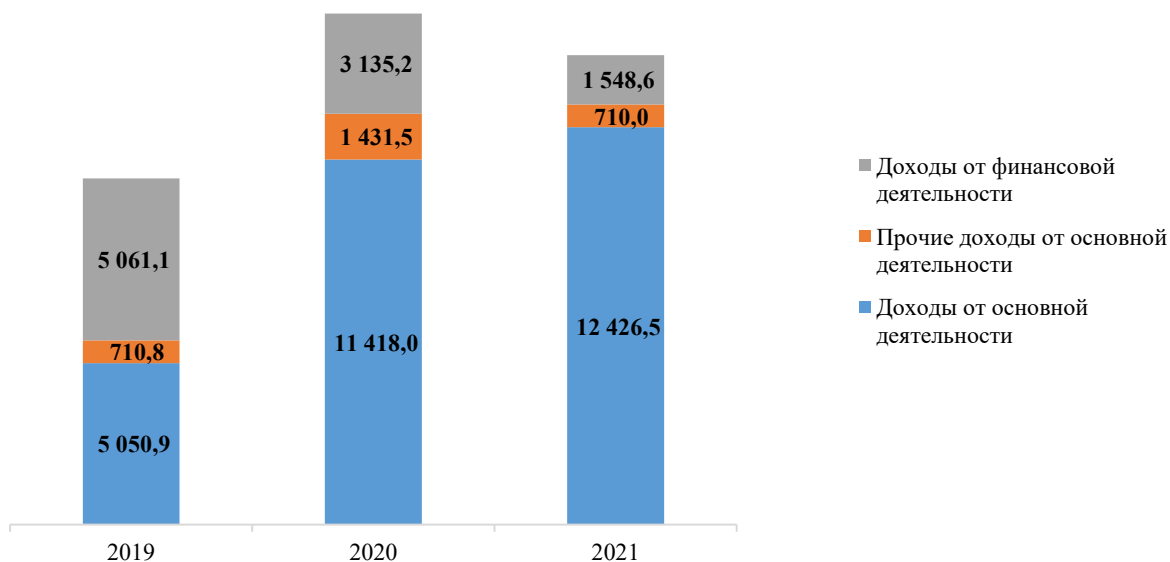
По Компании выполнение товарной продукции (работ, услуг) в сопоставимых ценах за 2021 год составило 11 722,3 млрд.сум (выполнение –

103,9% к прогнозу), в действующих ценах – 11 975,4 млрд.сум (выполнение – 102,6%).

Информация о производстве товарной продукции представлена в **приложении 5**.

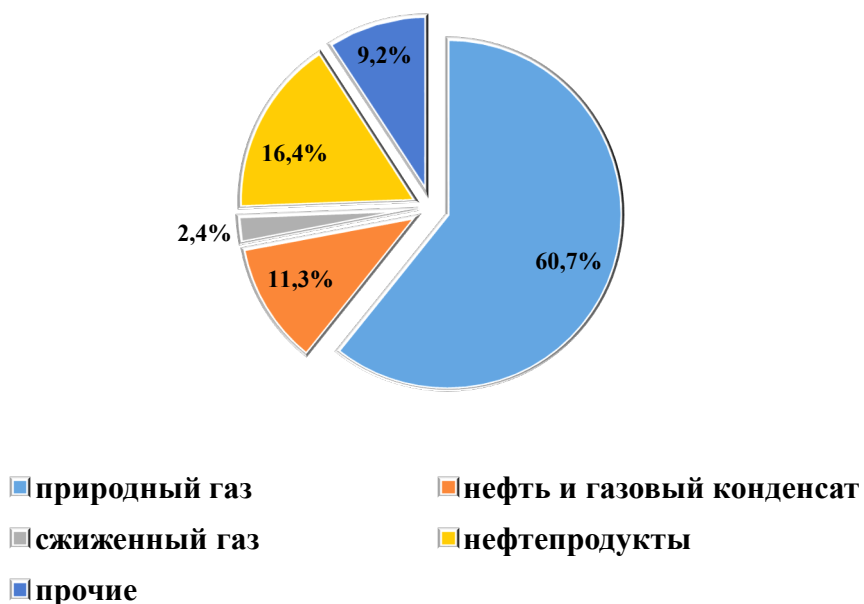
В 2021 году доходы Компании составили 14 685 млрд.сум. Доход от реализации основной продукции - в размере 12 427 млрд.сум.

Доходы Компании, млрд.сум



Доходы Компании формируются за счет доходов от основной деятельности, прочих доходов от основной деятельности и доходов от финансовой деятельности.

Структура чистой выручки по видам продукции за 2021 год



Более 60% чистой выручки Компании формируется за счет реализации газа. 16% выручки формируется за счет реализации нефтепродуктов, 11% - за счет реализации жидких углеводородов.

В таблице приведены основные финансово-экономические показатели Компании за 2021 год. Чистая выручка за 2021 год достигла 12 427 млрд.сум.

Таблица № 5. Основные финансово-экономические показатели за 2021 год

Наименование показателей	млрд.сум		
	2019 год	2020 год	2021 год
Чистая выручка от реализации продукции	4 323	11 418	12 427
Производственная себестоимость	1 663	4 554	4 936
Расходы периода	1 100	4 921	4 451
Прочие доходы от основной деятельности	711	1 432	705
Доходы от финансовой деятельности	5 061	3 135	1 565
Расходы по финансовой деятельности	6 851	2 844	1 479
Прибыль до уплаты налогов	481	3 666	3 831
Налог на прибыль	21	241	482
Чистая прибыль/убыток	460	3 425	3 349

В 2021 году совокупные затраты Компании в размере 10 865 млрд.сум, в том числе:

производственные затраты – 4 936 млрд.сум;

расходы периода - 4 451 млрд.сум;

расходы по финансовой деятельности в размере 1 479 млрд.сум

Увеличение производственной себестоимости в 2021 году произошло за счет увеличения материальных расходов, в том числе за счет увеличения стоимости работ и услуг производственного характера.

В 2021 году чистая прибыль Компании составила 3 349 млрд.сум.

5.2.2 Прогноз финансовых -экономических показателей на 2022 год

В таблице приведен Бюджет Компании на 2022 год.

Таблица № 6. Прогноз доходов и расходов Компании на 2022 год

млн.сум

№	Показатели	2020	2021	2022	в том числе			
				(план)	1-квартал	2-квартал	3-квартал	4-квартал
1.	Доходы, в том числе	15 984 709	14 695 964	16 852 438	3 336 019	4 000 425	5 138 617	4 377 376
	<i>чистая выручка</i>	11 417 992	12 426 519	14 547 415	2 669 305	3 313 386	4 624 365	3 940 359
	<i>прочие доходы</i>	1 431 547	704 824	803 289	197 995	200 055	202 114	203 125
	<i>доходы от финансовой деятельности</i>	3 135 170	1 564 621	1 089 429	468 719	486 985	312 138	233 892
2.	Производственная себестоимость	4 554 106	4 935 746	7 699 543	1 220 181	1 672 031	2 685 774	2 121 557
	<i>Материальные затраты</i>	973 500	1 223 863	3 554 681	198 302	631 703	1 642 750	1 081 926
	<i>ФОТ</i>	496 054	558 513	728 815	181 783	181 749	184 156	181 127
	<i>ЕСП</i>	58 567	64 287	87 458	21 814	21 810	22 099	21 735
	<i>амортизация</i>	2 219 648	2 399 656	2 709 748	663 571	682 059	682 059	682 059
	<i>прочие расходы</i>	806 337	689 428	618 841	154 710	154 710	154 710	154 710
3.	Расходы периода	4 920 881	4 451 154	3 974 173	993 245	979 905	1 009 378	991 646
	<i>расходы по реализации</i>	133 068	166 144	88 870	18 531	20 950	26 265	23 123
	<i>административные расходы</i>	379 432	292 079	228 236	56 468	56 746	57 363	57 659
	<i>прочие операционные расходы</i>	4 408 382	3 992 931	3 657 068	918 246	902 208	925 750	910 863
4.	Расходы по финансовой деятельности	2 843 713	1 478 540	2 320 064	581 961	676 373	505 207	556 523
	<i>расходы в виде процентов</i>	233 739	247 776	923 931	190 021	282 141	172 128	279 641
	<i>убытки от валютных курсовых разниц</i>	2 584 596	1 230 701	1 396 133	391 939	394 233	333 079	276 882
	<i>прочие расходы от финансовой деятельности</i>	25 378	63	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№	Показатели	2020	2021	2022	в том числе			
				(план)	1-квартал	2-квартал	3-квартал	4-квартал
	Прибыль (убыток) до уплаты налога на прибыль	3 666 009	3 830 523	2 858 657	540 632	672 117	938 259	707 650
5.	Налог на прибыль	241 026	481 730	428 799	81 095	100 817	140 739	106 147
6.	Чистая прибыль/убыток	3 424 982	3 348 793	2 429 859	459 537	571 299	797 520	601 502
7.	EBITDA	6 019 963	6 550 412	6 389 463				
8.	Дебиторская задолженность	8 863 128	10 191 224	7 953 475				
9.	Кредиторская задолженность	5 972 934	5 805 315	6 423 945				

В приложениях 6, 7 представлены прогнозные формы бухгалтерской отчетности (Форма 1 - Бухгалтерский баланс, Форма 2-отчет о финансовых результатах).

Распределение чистой прибыли представлено в таблице.

Таблица № 7. Использование чистой прибыли

млн.сум

Период	Чистая прибыль планируемого года	Распределение чистой прибыли				
		на выплату дивидендов		Резервный фонд	на развитие предприятия	на другие цели
		всего	в том числе по гос. доле			
2019 г.	460 111	328 552	325 552	23 006	62 543	46 011
2020 г.	3 424 982	1 203 677	1 200 622	171 249	2 042 521	7 535
2021 г.	3 348 793	1 200 000	1 196 945	167 440	1 947 865	33 488
2022 г. план	2 429 859	1 214 929	1 211 874	121 493	1 069 138	24 299

В 2022 году чистую прибыль, ожидаемую по итогам 2021 года в размере 3 349 млрд. сум, планируется распределить по следующим направлениям:

На резервный фонд – 167 млрд. сум или 5%;

Начисляемый дивиденд на долю государства – 1 197 млрд. сум 36%;

Начисляемый дивиденд на долю привилегированных акций – 3 млрд. сум или 0,1%;

На развитие производства – 1 948 млрд. сум или 58%;

На другие цели – 33 млрд.сум.

Прогнозируемая чистая прибыль Компании на 2022 год в размере 2 430 млрд. сум будет распределена по следующим направлениям:

Выплата дивидендов – 50%;

на развитие производства – 44%;

резервный фонд – 5%;

на другие цели – 1%.

5.2.3. Прогноз чистых денежных потоков на 2022 год

Ниже в таблице приведена информация о чистых денежных потоках Компании на 2022 год.

Таблица № 8. Чистые денежные потоки на 2022 год

№	Наименование показателей	2022 год
I	Поступление денежных средств, всего	17 141 773
	Поступления от реализации продукции*	16 220 280
	Природный газ	6 765 747
	Конденсат	3 002 351
	Нефть	574 848
	Автобензин	
	Дизельное топливо	
	Сжиженный газ	321 211
	Синтетическое топливо (GTL Uzbekistan)	4 208 603
	Прочие продукции и услуги	1 347 520
	Прочий доход	921 493
II	Расходование денежных средств, всего	17 592 867
-	Финансирование производственных расходов нефтегазодобывающих управлений и завода (без учета амортизации)	2 732 760
	<i>Мубарекский НГДУ</i>	<i>780 148</i>
	<i>Шуртанский НГДУ</i>	<i>596 083</i>
	<i>Газлийское НГДУ</i>	<i>332 400</i>
	<i>Устюртское НГДУ</i>	<i>160 399</i>
	<i>Водийское НГДУ</i>	<i>15 943</i>
	<i>Мубарекский ГПЗ</i>	<i>847 787</i>
-	Финансирование расходов Аппарата (без учета амортизации)	12 279 975
	Финансовые расходы	4 470 980
	<i>Погашение сумовых кредитов, в т.ч.</i>	<i>899 100</i>
	<i>основной долг</i>	<i>731 174</i>
	<i>проценты</i>	<i>167 927</i>
	<i>Погашение кредитов в иностранной валюте, в т.ч.</i>	<i>1 601 260</i>
	<i>основной долг</i>	<i>1 434 422</i>
	<i>Проценты</i>	<i>166 838</i>
	<i>Сумма аккумуляции для погашения задолженности по кредитам ФШП и евробонды</i>	<i>1 970 619</i>
-	Прочие централизованные расходы , всего	7 808 995
	<i>Закуп сырья</i>	<i>3 114 383</i>
	<i>Закуп МТР и оборудования</i>	<i>38 875</i>
	<i>Налоги и обязательные платежи в бюджет</i>	<i>3 033 570</i>
	<i>Расходы по заработной плате и приравненные к ним выплаты</i>	<i>193 189</i>
	<i>Спонсорская помощь</i>	<i>280 246</i>
	<i>Командировочные расходы</i>	<i>4 800</i>
	<i>Представительские расходы</i>	<i>15 000</i>

№	Наименование показателей	2022 год
	<i>Энергоресурсы</i>	1 288
	<i>ГСМ</i>	1 570
	<i>Расходы на содержание подведомственных организаций и объектов</i>	40 250
	<i>Банковские услуги</i>	76 754
	<i>Пополнение уставного фонда ООО GTL Uzbekistan</i>	434 861
	<i>Пополнение уставного фонда ООО "UNG Bo'stonliq"</i>	20 000
	<i>Услуги сторонних организаций</i>	22 252
	<i>Прочие расходы</i>	531 956
-	Выплата дивидендов (с учетом налога на дивиденды) *	2 211 754
-	Зачет НДС	222 587
III	Баланс финансовых ресурсов до капитальных затрат	- 305 302
IV	Капитальные вложения, всего	9 751 143
	Геолого-разведочные работы	1 638 000
	Прочие капвложения	8 113 143
V	Баланс финансовых ресурсов после капитальных затрат	- 10 056 445
VI	Источники финансирования	3 404 621
	Привлекаемые кредитные средства	3 404 621
VII	Дефицит финансовых ресурсов	- 6 651 824

Общая потребность в финансовых ресурсах на 2022 год прогнозируется в объеме 27 198,2 млрд.сум, в том числе на капитальные вложения (без ГРР) – 9 751,1 млрд.сум, геологоразведочные работы – 1 638 млрд.сум, погашение привлеченных средств 4 471 млрд.сум, на выплату дивидендов, причитающихся от чистой прибыли 2021 года - 2 212 млрд.сум, на пополнение уставных фондов ведомственных организаций – 455 млрд.сум. При этом, необходимо учесть, что сумма привлечения кредитов на 2022 год заложена с учетом тех предпосылок, которые обеспечат соблюдение ковенантов по ранее привлеченным кредитным обязательствам:

Финансовые ковенанты¹ (по Группе, установленные в кредитных соглашениях и проспекте эмиссии еврооблигаций)

¹ Установлены к консолидированной финансовой отчетности по международным стандартам финансовой отчетности

Чистый Долг / EBITDA

Не более 3,75

EBITDA / процентные расходы

Не менее 3,5

Чистый Долг / собственный капитал

Не более 1,0

Текущие обязательства/ Текущие активы

Не более 1,2

С целью соблюдения данных ковенантов Компанией были разработаны лимиты на финансирование операционных расходов на 2022 год в разрезе нефтегазодобывающих управлений и газоперерабатывающего завода. (лимиты представлены в приложении 8)

5.2.4. Программа по спонсорской помощи на 2022 год

Ниже представлена информация по оказанию спонсорской помощи на 2022 год.

Таблица № 9. Программа по спонсорской помощи на 2022 год

млн. сум

№	Предприятия получаемое спонсорской помощи	2022г. (план)	В том числе,			
			1кв	2кв	3кв	4кв
Всего		278 428	69 607	69 607	69 607	69 607
На основании решения Президента и Правительства		144 177	36 044	36 044	36 044	36 044
1	Расходы на содержание футбольных клубов	66 300	16 575	16 575	16 575	16 575
2	Шахматная федерация	150	37,5	37,5	37,5	37,5
3	Строительство современного двухэтажного здания на территории Республиканского колледжа олимпийского резерва Федерации поло Узбекистана с условиями для деятельности и проживания спортсменов	5 000	1 250	1 250	1 250	1 250
4	Учреждения, связанные с обществом в регионах Республики	15 500	3 875	3 875	3 875	3 875
5	Конлыккульский район Республики Каракалпакстан	5 470	1 367,5	1 367,5	1 367,5	1 367,5
6	Ремонт здания Института микробиологии Академии наук Республики Узбекистан, приобретение лабораторного оборудования, компьютеров и мебели для Института	4 080	1 020	1 020	1 020	1 020
7	Институт иммунологии и геномики человека Академии наук Республики Узбекистан	18 000	4 500	4 500	4 500	4 500
8	Развитие Гузарского района Кашкадарьинской области	25 200	6 300	6 300	6 300	6 300
9	Стоимость организаций профессиональных центров	1 677	419	419	419	419
10	Университет геологических наук	2 800	700	700	700	700

По поручению Администрации Президента и Правительства		102 915	25 729	25 729	25 729	25 729
11	Филиал РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина в г. Ташкенте	46 522	11 631	11 631	11 631	11 631
12	Расходы на содержание академического лица при филиале РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина в г. Ташкенте	1 517	379	379	379	379
13	Федерация легкой атлетики Узбекистана	3 100	775	775	775	775
14	Федерация гребли на байдарках и каноэ Узбекистана	100	25	25	25	25
15	Фонд Объединения писателей "Творчество" Кашкадарьинской области Республики Узбекистан	500	125	125	125	125
16	Благоустройство районов города Ташкента	11 000	2 750	2 750	2 750	2 750
17	Воссоздание исторических ворот и благоустройство прилегающей аллеи мемориального комплекса в Шайхонтохурском районе г.Ташкента	1 307	327	327	327	327
18	Строительство оросительной системы на обочине автомобильной дороги, проходящая через Зааминский р-н Джизакской области	32 569	8 142	8 142	8 142	8 142
19	Строительство детского сада на 120 мест в Чиракчинском районе Кашкадарьинской области	6 200	1 550	1 550	1 550	1 550
20	Профсоюз	100	25	25	25	25
По другим причинам		31 336	7 834	7 834	7 834	7 834
21	Контрактное обучение студентов в ВУЗах	3 336	834	834	834	834
22	Прочие	28 000	7 000	7 000	7 000	7 000

5.2.5. Информация о привлеченных займах Компании (кредитный портфель)

Компания при содействии Министерства финансов в ноябре 2021 года впервые успешно разместило на Лондонской фондовой бирже еврооблигации на сумму 700 млн долларов США сроком на 7 лет под 4,75%. Покупателями еврооблигаций стали более 120 инвесторов из Великобритании, США, Германии и стран Европы и Азии.

Таблица №10. Информация о привлеченных кредитах Компании

тыс.долл.

№	Наименование	Наименование кредитора	Наименование проекта	Привлеченные кредиты за прошлые периоды	Остаток долга на начало 2022 года
	Всего долг:				1 539 336
1	Под государственную гарантию	ФШП (КНР)	Программа по увеличению добычи углеводородного сырья на 2017-2021гг.	360 млн долл.	340 000
				1 600 млн. юаней	218 182

2	Всего без государственной гарантии				845 445
		Выпущенные еврооблигации	Погашение кредитов и пополнение оборотных средств	700 млн.долл.	700 000
		Газпромбанк	Расширение производственной мощности Шуртанского ГХК	300 млн.долл.	74 343
		ВЭБ РФ	Финансирование ГРП	20 млн.долл.	21 102
3		MUFG	Пополнение оборотных средств	50 млн.долл.	50 000
4	Коммерческие банки Узбекистана		Инвестиционные проекты и пополнение оборотных средств	в экв. тыс.долл.США	135 709

*Данные представлены по кредитам, привлеченным от иностранных банков

Справочно: курс евро к суму на 01.01.2022 составил 12224,88 сум: курс доллара к суму:10837,66 сум

5.2.6 Платежи в государственный бюджет

Информация по начисленным платежам в бюджет представлена в таблице.

Таблица №11. Платежи в государственный бюджет

млрд.сум

№	Платежи	За 2019 год	2020 год	2021 год	2022 год (план)
	Всего	3 381,7	3 824,2	3 272	5 168,5
1	Косвенные налоги, в том числе:	1 395,4	1 052,5	669	2 277,0
	НДС	1 259,5	915,0	526	2 138,3
	Акцизный налог	135,9	137,5	142	138,7
2	Налог за пользование недрами	1 493,3	1 597,7	1 619	1520,4
3	Налог за пользование водными ресурсами	10,8	11,7	12,0	21,2
4	Налог на прибыль	56,8	437,9	505	428,8
5	Налог на доходы физических лиц, социальный налог	215,7	204,9	241	268,4
6.	Налог на имущество	110,8	142,3	80	392,8
7	Земельный налог	10,7	14,4	132	158,4
8	Прочие налоги	88,2	362,8	13	101,4

Примечание: Соответствующим постановлением установлена ставка налога за пользование недрами (за газовый конденсат, природный газ и нефть) в размере 15%;

VI. Прогноз ключевых показателей эффективности

Согласно Постановлениям Кабинета Министров Республики Узбекистан от 28 июля 2015 года «О внедрении критериев оценки эффективности деятельности акционерных обществ и других хозяйствующих субъектов с долей государства» и от 9 декабря 2020 года №775 «О мерах по дальнейшему совершенствованию системы оценки эффективности деятельности исполнительного органа государственных предприятий» для ведения системного мониторинга эффективности деятельности исполнительного органа, организации представляют в Агентство по управлению государственными активами КРІ (ключевые показатели эффективности) по итогам I квартала, полугодия, девяти месяцев, года.

Прогноз ключевых показателей эффективности Компании на 2022 год представлен в **приложении 9**.

Прогноз удельного веса основных и дополнительных ключевых показателей эффективности представлен в **приложении 10**.

Прогноз вознаграждения членов правления Компании на 2022 год при выполнении ключевых показателей эффективности согласно пункта 24 постановления Кабинета Министров Республики Узбекистан от 9 декабря 2020 года №775 представлен в **приложении 11**.

VII. План внешнеэкономической деятельности Компании (экспорт и импорт)

7.1 Экспорт

Прирост объема экспорта по Компании (в разрезе НГДУ и ГПЗ) в 2021 году по сравнению с объемом экспорта за 2020 годом имеет положительный показатель. В 2021 году был произведен экспорт продукции в размере 9,0 млн.долл., в том числе: объем экспорта сжиженного газа составил 9,1 тыс.тонн на сумму 3,4 млн.долл; объем экспорта серы – 270,2 тыс.тонн на сумму 5,5 млн. долл.

В 2022 году экспорт по Компании (в разрезе НГДУ и ГПЗ) прогнозируется на сумму 6,1 млн.долл, в том числе экспорт сжиженного газа на сумму 1,6 млн.долл. (4,0 тыс.тн), экспорт серы - 4,5 млн.долл. (225 тыс.тн.)

Таблица №12. Показатели экспорта Компании

					тыс.долл.
№	Наименование продукции	2019г.	2020	2021	2022
	Итого	29 038,5	3 989,8	8 967,2	6 100,0
1.	Сжиженный газ	27 851,0	3 813,9	3 432,5	1 600,0

2.	Сера	1 187,5	175,9	5 534,7	4 500,0
----	------	---------	-------	---------	---------

По Компания в разрезе ШНГДУ, МГПЗ, ООО «Шуртанский ГХК», ООО «Бухарский НПЗ», ООО "Uzbekistan GTL" и других структурных организации (без СП) экспорт на 2022 год прогнозируется в размере **59 050** тыс.долл. По всей отрасли экспорт на 2022 год прогнозируется на сумму **439 070** тыс.долл.

7.2 Импорт

Компания импортирует следующие товары: химические реагенты (диэтиленгликоль, метилдиэтанолламин, этанолламин), насосно-компрессорные, обсадные и стальные трубы, технологическое оборудование (насосы, компрессоры, оборудование КИПиА) и прочие. Товары импортируются с КНР, России, Украины, Германии, США.

Ниже представлена информация по импорту Компании в разрезе нефтегазодобывающих управлений и газоперерабатывающего завода.

Таблица № 13. Информация по показателю импорта

тыс.долл.

№	Наименование импортного товара по коду ТН ВЭД	2019 год	2020 год	2021 год
ВСЕГО по Компании:		68 883,4	81 393,5	115 642,0
1	Нефть и продукты их перегонки; битуминозные вещества	441,8	0,0	0,0
2	Котлы, оборудование и механические устройства; их части	20 950,9	46 739,8	26 402,1
3	Изделия из черных металлов (Трубы, метизы и др.)	35 059,8	20 464,1	78 843,1
4	Химические реагенты	9 103,9	7 824,6	4 233,8
5	Электрические машины и оборудование, средства наземного транспорта и их части и принадлежности	1 627,9	3 583,4	794,6
6	КИПиА, Инструменты и аппараты измерительные, контрольные, прецизионные, их части и принадлежности	1 390,3	2 681,5	5 154,9
7	Изделия из разных материалов (каучук, никель, керамика, пластмасса, спички, взрывчатые вещества и др.)	308,9	77,0	213,4

№	Наименование импортного товара по коду ТН ВЭД	2019 год	2020 год	2021 год
8	Поверхностно-активные органические вещества, смазочные материалы, искусственные и готовые воски, составы для чистки или полировки	0,0	10,3	0,0
9	Прочие потребительские товары	0,0	12,8	0,09

Импорт по Компании (в разрезе структурных организаций) по итогам 2021 года составил 482,9 млн.долл. Импорт на 2022 год по Компании (в разрезе структурных организаций) планируется на сумму 465,5 млн. долл.

VIII. Локализация

Согласно предварительной программе локализации на 2022 год по отрасли планируется выпуск продукции на 3 250,0 млрд. сум.

Таблица № 14. Объемы производства и реализации продукции, выпускаемой в рамках Программы локализации по Компании на 2022 год

№	Наименование локализуемой продукции	Наименование инициатора	Ед.изм.	Прогнозный объем производства		
				кол-во	сто-ть,	уровень локализации, %
					млн.сум	
	ВСЕГО:				3 250 000	
1	Нафта	GTL	тыс.тн	127,0	525 300,3	50
2	Компонент синтетический авиационного топлива		тыс.тн	72,5	751 365,0	100
3	Дизельное топливо		тыс.тн	200,0	1 211 800,5	100
4	Сжиженный газ		тыс.тн	12,6	32 889,8	100
5	Азот высокой чистоты (99,999%)	Uz-Kor Gas Chemical	м3	750,0	254,9	100
6	Водород высокой чистоты (99,999%)		м3	5 600,0	2 295,0	100
7	Пиролизный дистиллят		тыс. тн	49,9	57 078,3	100
8	Дизельное топливо Евро-4,5	БНПЗ	тыс.тн	75,0	469 496,4	60
9	Жидкий кислород		тн	200,0	280,0	100
10	Дизельное топливо Евро -6		тыс.тн	1,5	9 375,0	100
11	Топливо для грузовых автомобилей марки АИ-98		тн	150,0	1 125,0	100
12	Производство дополнительного авиационного топлива JET A-1 сa счёт синтетического керосина GTL		тыс.тн	15,0	98 235,0	100
13	Дополнительный углеводородный растворитель для учета синтетического парафина GTL		тыс.тн	1,2	6 664,8	100
14	Дополнительное зимнее дизельное топливо за счет синтетического керосина GTL		тыс.тн	6,8	48 212,0	100
15	Капитальный ремонт турбодетандеров	АО Махсусэнергогаз	спец.	0,0	12 100,0	80

16	Гидромеханическая мотопомпа - огнетушитель		шт.	3,0	528,0	70
17	Напорные трубы из полиэтилена для водоснабжения диаметром от 50 мм до 250 мм	ШГХК	тн.	600,0	10 000,0	98
18	Полиэтиленовые трубы для газо и водоснабжения диаметром от 32 мм до 110 мм		тн.	180,0	3 000,0	98
19	Капельное орошение		тн	850,0	10 000,0	88,8

** Примечание: Возможны изменения данных Программы локализации (в части количества и суммы), на основании соответствующих нормативных актов Республики Узбекистан.*

IX. Показатели инвестиционной активности

В таблице №15 представлена информация по основным показателям инвестиционных проектов, реализуемых АО «Узбекнефтегаз» в рамках Инвестиционной программы Республики Узбекистан на 2022-2026 годы. Общий объем привлечения инвестиций в инвестиционные проекты на 2022 год предусматриваются в размере **1 090,5 млн.долл.**

Таблица №15. Инвестиционная программа на 2022 год

млн.долл.

Т/р	Наименование проекта и источников проектирования	Проектная мощность	Срок реализации	Общая стоимость проекта	Ожидаемый остаток на 01.01.2022г.	Прогноз освоения на 2022 год				Создание рабочих мест	Прогноз привлечения инвестиций на 2022 г.	
						всего	в том числе по кварталам					
							I	II	III			IV
	Всего			5 802,5	2 376,6	1 090,5	232,7	233,0	342,1	282,8	2 698	1 090,5
	из них:											
	собственные средства			1 630,6	444,0	249,9	62,3	62,6	62,7	62,4		249,9
	прямые иностранные инвестиции			458,0	138,0	12,9	3,2	3,2	3,2	3,2		12,9
	негарантированные кредиты			2 848,9	1 696,2	729,3	142,6	142,6	251,6	192,6		729,3
	иностранные кредиты под государственную гарантию			835,0	98,4	98,4	24,6	24,6	24,6	24,6		98,4
	кредиты коммерческих банков			30,0	-	-	-	-	-	-	-	-
1	Расширение производственных мощностей Шуртанского газохимического комплекса.	увеличение производства полиэтилена с 125 тыс.т. до 405 тыс.т., организация производства полипропилена до 100 тыс.т., получение пиролизного дистиллята 50 тыс.т.	2017-2024 гг.	1 784,3	1310,1	350,0	75	75	125	75	800	350,0
	собственные средства			184,3	111,0	50,0	12,5	12,5	12,5	12,5		50,0
	негарантированные кредиты			1 600,0	1198,13	300,0	62,5	62,5	112,5	62,5		300,0
2	Программа увеличению добычи углеводородов на 2017-2021 годы	добыча 100 млрд.куб.м природного газа, 1,5 млн. т. конденсата за 2020-2030гг	2017-2022 гг.	3 000,0	527,4	527,4	109,6	109,6	168,6	139,6	1250	527,4
	собственные средства			985,0	20,0	20,0	5	5	5	5		20,0

Т/р	Наименование проекта и источников проектирования	Проектная мощность	Срок реализации	Общая стоимость проекта	Ожидаемый остаток на 01.01.2022г.	Прогноз освоения на 2022 год				Создание рабочих мест	Прогноз привлечения инвестиций на 2022 г.	
						всего	в том числе по кварталам					
							I	II	III			IV
	иностранные кредиты под государственную гарантию			835,0	98,4	98,4	24,6	24,6	24,6	24,6		98,4
	негарантированные кредиты			1 150,0	409,0	409,0	80,0	80,0	139,0	110,0		409,0
	кредиты коммерческих банков			30,0	-	-	-	-	-	-		-
3	Проведение геологоразведочных работ на инвестиционных блоках Сечанкуль, Акджар и Чимбай, а также разработка месторождений Урга, Акчалакской и Чандырской группы	добыча до 1,8 млрд.куб.м природного газа, до 94,5 тыс. т. газоконденсата, проведение ГРР	2016-2048 гг.	701,4	251,1	25,8	6,5	6,5	6,5	6,5	489	25,8
	собственные средства			243,4	113,2	12,9	3,2	3,2	3,2	3,2		12,9
	прямые иностранные инвестиции			458,0	138,0	12,9	3,2	3,2	3,2	3,2		12,9
4	Увеличение добычи нефти на месторождениях Хартум, Восточный Хартум и Южный Оламышик	прирост добычи нефти всего на 285 тыс. т.	2019-2028 гг.	13,9	3,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	86	0,3
	прямые иностранные инвестиции			13,9	3,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1		0,3
5	Восстановление и бурение нефтяных и газовых скважин для увеличения добычи углеводородов	Увеличение добычи углеводородов	2022 г.	70,0	70,0	70,0	17,5	17,5	17,5	17,5	Не предусмотрено	70,0
	собственные средства			70,0	70,0	70,0	17,5	17,5	17,5	17,5		70,0
6	Проведение геологоразведочных работ со стороны АО "Узбекнефтегаз" на инвестиционных блоках Республики	проведение геологоразведочных работ	2022 г.	70,0	70,0	70,0	19,9	16,0	12,4	21,7	Не предусмотрено	70,0
	собственные средства			70,0	70,0	70,0	19,9	16,0	12,4	21,7		70,0

Т/р	Наименование проекта и источников проектирования	Проектная мощность	Срок реализации	Общая стоимость проекта	Ожидаемый остаток на 01.01.2022г.	Прогноз освоения на 2022 год					Создание рабочих мест	Прогноз привлечения инвестиций на 2022 г.
						всего	в том числе по кварталам					
							I	II	III	IV		
7	Компенсация выбывающих мощностей установки получения серы на Мубарекском газоперерабатывающем заводе.	переработка 456 млн.куб.м кислых газов с производством 298,2 тыс.т серы	2021-2023 гг.	135,8	120,3	25,0	1	1	3	20	73	25,0
	собственные средства			50,8	35,3	5,0	1,0	1,0	3,0			5,0
	негарантированные иностранные займы			85,0	85,0	20,0				20		20,0
8	Реконструкция установки комплексной подготовки газа на месторождении Алан.	добыча 3,0 млрд.куб.м. природного газа	2021-2023 гг.	2,7	1,8	0,9			0,6	0,3	Определяются	0,9
	собственные средства			2,7	0,9	0,9			0,6	0,3		0,9
9	Модернизация системы сбора и транспортировки газа в группе месторождений Тегирмон	строительство газопровода протяженностью 20 км между месторождениями Узуншўр и Тегирмон	2021-2023 гг.	4,3	1,8	1,1	0,2	0,3	0,4	0,2	Определяются	1,1
	собственные средства			4,3	1,8	1,1	0,2	0,3	0,4	0,2		1,1
10	Проведение работ по новому строительству, модернизации и реконструкции на предприятиях АО «Узбекнефтегаз»	проведение работ по новому строительству, модернизации и техническому перевооружению объектов	2022 г.	20,0	20,0	20,0	3,0	7,0	8,0	2,0	Определяются	20,0
	собственные средства			20,0	20,0	20,0	3,0	7,0	8,0	2,0		20,0

Х. Управление бизнес-рисками

В ходе проведения анализа управленческой, финансово-хозяйственной, производственной, и прочей деятельности Компании, были выявлены основные риски по направлениям. В приложении 12 приведен реестр рисков Компании и их оценка.

XI. Экология и охрана окружающей среды

План мероприятий по охране окружающей среды, направленный на снижение негативного воздействия экологии представлен в приложении 13.

XII. Внедрение современной автоматизированной системы управления организационными, производственными и финансово-экономическими процессами Компании

Компания работает над повсеместным внедрением современных информационных технологий в систему управления и производственным процессом:

- начата работа над созданием единой централизованной диспетчерской службы;
- разработана система контроля путем установки уровнемеров на резервуары нефтебаз.
- в рамках реализации программы «Цифровое месторождение» разработана автоматизированная система для обеспечения прозрачности учета объемов углеводородов и их эффективное управление, в настоящее время на месторождениях создаются каналы связи;
- в результате разработки показателей горных работ, эффективной организации плановых геолого-технических мероприятий, оценка существующих неопределенностей и предотвращение рисков при их реализации, позволят добывать углеводороды.

Одно из новых направлений для внедрения в отрасль является система «Цифровое бурение».

Система «Цифровое бурение» будет внедряться поэтапно в 2021-2022 годах, что позволит увеличить скорость бурения на 15 процентов, продлить срок эксплуатации оборудования на 20 процентов и повысить эффективность геолого-технических мероприятий на 5 процентов.

В целях локализации производства промышленной продукции в стране совершенствования деятельности электронного портала сотрудничества создана онлайн-выставка готовой продукции промышленных предприятий Компании, необходимого сырья, комплектующих материалов.

Основными направлениями в области совершенствования и автоматизации процессов Компании являются внедрение следующих современных программных обеспечений:

1. Внедрение Корпоративной информационной системы (ERP) для мониторинга и управления финансово-экономическими и организационными

процессами на предприятиях Компании.

2. Внедрение информационной системы автоматизации и мониторинга технологических процессов на месторождениях;

внедрение Автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления (АСОДУ);

геологическое программное обеспечение: на основе концепции цифровой добычи полезных ископаемых были внедрены программные пакеты от компании Schlumberger, такие как PIPESIM и Eclipse - для автоматизации геологоразведочных работ и моделирования скважинных операций на месторождениях.

3. Разработка и внедрение автоматизированной системы контроля и учета нефтепродуктов в товарном парке нефтебаз.

4. Создание автоматизированной информационной системы предиктивного анализа технико-экономических и производственных показателей «Мубарекский ГПЗ».

5. Разработка единой автоматизированной системы мониторинга производственных мощностей в области промышленной безопасности АО «Узбекнефтегаз».

6. Учёт на всех нефтебазах будет переведен в единую разработанную конфигурацию «1С: Бухгалтерия» для нефтебаз.

7. Совершенствование системы «1С:Бухгалтерия» в соответствии с изменениями в налоговом законодательстве.

8. Автоматизация бухгалтерского учета, складского учета и управления персоналом.

Кроме этого, основными направлениями в области совершенствования корпоративной сети, передачи данных, коммуникаций и обеспечения информационной безопасности являются:

1. Строительство резервного центра обработки данных (РЦОД), что позволит многократно увеличить надёжность всех действующих ИКТ-сервисов.

2. Внедрение единой системы IP-телефонии между всеми подразделениями, связанными инфраструктурой корпоративной сетью Компании.

3. В рамках реализации проекта «Цифровое месторождение» создание современной телекоммуникационной сети на 67 месторождениях.

4. В рамках реализации программы «Цифровое месторождение» разработана автоматизированная система для обеспечения прозрачности учета объемов углеводородов и их эффективное управление, в настоящее время на месторождениях создаются каналы связи.

5. Внедрение системы (Security Gateway) для фильтрации вирусов, спама и нежелательных сообщений из электронной почты сотрудников Компании: MAIL-SG.UNG.UZ.

6. Внедрение единой программно-аппаратной системы по сбору логов с имеющегося оборудования и ПО, для анализа и визуализации имеющихся статических данных, данных о производительности оборудования, отслеживания событий на каналах связи и доступности ИКТ-сервисов

7. Модернизация серверного оборудования, инфраструктуры корпоративной

сети и средств защиты информации.

8. Совершенствование системы резервного копирования, архивирование данных.

9. Приобретение и внедрение СХД (Система хранения данных) для хранения и управления данными, их резервного копирования.

10. Приобретение или продление лицензии на используемое программное обеспечение (Microsoft SQL Server, Microsoft Windows 10 и др.).

11. Приобретение и внедрение программ “Terminal Works” (TSCClient Enterprise, RDPKnight, TSPrint) для расширения возможностей системы «1С» и организации использования терминальных принтеров.

12. Приобретение и внедрение межсетевых экранов безопасности (NGFW) и специальных программ (DLP, Antispam и т. д.) для улучшения защиты инфраструктуры информационно-коммуникационных технологий Компании.

ХIII. Антикоррупционная политика

Внедрение системы антикоррупционного комплаенс контроля позволило Компании выйти на совершенно новый уровень. В рамках реализации проекта Программы развития ООН «Противодействие коррупции через эффективные, подотчетные и прозрачные институты управления в Узбекистане» налажено сотрудничество с международной консалтинговой компанией «KPMG».

Утверждены локальные нормативные документы, направленные на борьбу с коррупцией и минимизации коррупционных рисков.

В соответствии с Уставом Компании, Решением акционера Компания единственного владельца простых акций от 12 октября 2020 года №15 утверждены 4 локальных акта:

- 1). Политика Компании по противодействию коррупции, 2). Положение «О комиссии по этике Компании,
- 3). Положение «По управлению конфликтом интересов в Компании;
- 4) Кодекс корпоративной этики Компании.

Наблюдательным советом Компании утверждено одно Положение «об оказании благотворительной и спонсорской помощи».

Постановлением Правления Компании утверждены 13 локальных актов, в том числе:

- 1) Положение «о департаменте финансового и комплаенс контроля»;
- 2) Положение «о деловых подарках и знаках делового гостеприимства»;
- 3) Положение «о деловых мероприятиях и представительских расходах»;
- 4) Инструкция по проверке кандидатов на работу (совместно с правками в резюме кандидата согласно Политике по подбору персонала Компании и Антикоррупционной оговорки для включения ее в трудовые договоры с работниками);
- 5) Инструкция по проверке контрагентов;
- 6) Регламент приема и обработки сообщений, поступивших по каналам связи;
- 7) Регламент проведения служебных расследований;
- 8) Методические указания по организации антикоррупционного обучения работников;
- 9) Должностные инструкции работников Департамента финансового и комплаенс контроля;
- 10) Регламент формирования и предоставления отчетности по вопросам функционирования и развития антикоррупционной комплаенс системы;
- 11) Методику мониторинга и контроля эффективности антикоррупционных процедур;
- 12) Методологию по идентификации и оценке коррупционных рисков;
- 13) Рекомендации в отношении ключевых показателей эффективности сотрудников в сфере противодействия коррупции АО «Узбекнефтегаз» для внедрения в общую систему оценки деятельности КПЭ для высшего и среднего руководства.

Внедрение настоящих локальных актов способствуют активному противодействию коррупции, эффективной и прозрачной работе в нефтегазовой отрасли, а также повышению уровня корпоративного управления и инвестиционной привлекательности. Следует отметить, что накопленный опыт эффективной реализации антикоррупционных мер в Компании может быть полезным для формирования общего направления противодействия коррупции в организациях с государственной долей в уставном фонде и хозяйствующих субъектах.

По реализации данных проектов утверждено Распоряжение Председателя Правления, где за каждым локальным актом закреплены Департаменты и сотрудники Департамента Финансового и комплаенс контроля.

В рамках исполнения Постановления Президента Республики Узбекистан от 4 апреля 2020 года №ПП-4664 касательно внедрения на всех предприятиях нефтегазовой отрасли антикоррупционной системы «комплаенс-контроля», Компаниям была создана группа по работе в сфере комплаенс в составе Департамента финансового и комплаенс контроля, сотрудники которых ведут свою деятельность в 25 организациях и предприятиях, входящих в структуру Компании. При этом, разработан план мероприятий по их эффективному функционированию, а также разработаны типовые шаблоны локальных актов, внедренных в Компании.

Следует отметить, что АО «Узбекнефтегаз» получен сертификат Системы менеджмента по противодействию коррупции ISO 37001:2016, а также подписан Меморандума о сотрудничестве с Агентством по противодействию коррупции Республики Узбекистан.

На среднесрочную перспективу определены следующие задачи:

1. Осуществление работы по предотвращению и устранению финансовых нарушений, управлению конфликта интересов, а также минимизации коррупционных рисков;

2. На системной основе проведение исследований, направленных на выявление и предотвращения финансовых и коррупционных правонарушений в организациях, входящих в структуру Компании.

3. Проведение среди работников Компании регулярных семинаров, тренингов по антикоррупционному направлению, в том числе с привлечением зарубежных экспертов;

4. В целях обмена опытом, а также повышения квалификации, обеспечивающих выполнение профессиональной деятельности, обучение работников Департамента финансового и комплаенс контроля в ведущих, в том числе зарубежных, учебных заведениях.

5. Утверждение Плана мероприятий по исполнению Меморандума о сотрудничестве с Агентством по противодействию коррупции;

6. Запуск программного обеспечения по оценке ключевых показателей эффективности (KPI) сотрудников Департамента финансового и комплаенс контроля АО «Узбекнефтегаз», а также постепенное внедрение данного программного обеспечения в другие подразделения Компании.

XIV. Прогноз консолидированного бюджета на 2022 год

В состав Компании (Группы) входят следующие организации: ООО “Шуртанский газохимический комплекс”, ООО “Бухарский нефтеперерабатывающий завод”, ООО “Uzbekistan GTL”.

ООО «Шуртанский ГХК» (далее - “ШГХК”) осуществляет деятельность в области углубленной переработки природного газа для постепенного перехода от реализации сырья (природного газа) к реализации готовой продукции с высокой добавленной стоимостью (продукты органического синтеза, полимеры) и развитием газохимии. Основным сырьем для производства служит малосернистый газ, поступающий с месторождений Шуртанского НГДУ. Продуктом глубокой переработки является очищенный товарный газ, а также жидкие углеводороды, полиэтиленовые гранулы и гранулированная сера. Годовой объем производственной мощности переработки сырьевого газа составляет 4,0 млрд.куб.м.

ООО “Бухарский нефтеперерабатывающий завод” (далее – БНПЗ) в результате глубокой переработки собственного, импортного и давальческого сырья производит и поставляет потребителям различные нефтепродукты, такие как бензин, авиационный керосин ДжетаА-1, дизельное топливо, углеводородный растворитель, пиролизный дистиллят, мазут, сжиженный газ, сера и прочие.

Компания «Uzbekistan GTL» основана в соответствии с постановлением Президента Республики Узбекистан от 15 октября 2009 года ПП-1206 в форме общества с ограниченной ответственностью с первоначальным размером уставного фонда в сумме эквивалентной 30 млн. долларов США, с паритетными долями (33,33%) АО «Узбекнефтегаз», компаний «Petronas International Corporation Ltd.» (Малайзия) и «Sasol Synfuels International Netherlands Cooperatief U.A.» (Нидерланды).

После продажи долевого участия «Petronas» и «Sasol» в Проекте в пользу АО «Узбекнефтегаз», в настоящее время 100% акционером Компании является АО «Узбекнефтегаз». Название Компании, соответственно, было изменено с СП ООО «Uzbekistan GTL» на ООО «Uzbekistan GTL».

ООО «Uzbekistan GTL» (далее – «GTL») было создано с целью реализации крупномасштабного инвестиционного проекта «Производство синтетического жидкого топлива на базе очищенного метана Шуртанского ГХК» (далее – «Проект»), который служит для увеличения производства экологически чистых нефтепродуктов за счет глубокой переработки углеводородов.

«GTL» ежегодно будет производить около 1,5 млн. тонн синтетического жидкого топлива. «GTL» установит новые стандарты на технические характеристики топлива и продемонстрирует высокий потенциал, имеющийся в Узбекистане. Внедрение данной технологии позволит обеспечить топливом растущие потребности экономики страны и существенно уменьшить воздействие вредных выбросов на окружающую среду.

«GTL» ежегодно будет перерабатывать 3,4 млрд. м³ природного газа и производить высококачественную продукцию в объеме 1,5 млн. тонн в том числе:

- 307,8 тыс. тонн авиакеросина;
- 715,9 тыс. тонн дизельного топлива;
- 446,8 тыс. тонн нефти и;
- 54,1 тыс. тонн сжиженного газа.

Выпуск продукции намечен на май 2022 года.

Ниже представлена информация по производственным показателям Группы на 2022 год.

Таблица №16. Производственные показатели Группы на 2022 год

№	Наименование	ЕИ	2022 (план)	в том числе			
				1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
I.	АО «Узбекнефтегаз»						
1.1.	Добыча :						
	природный газ	млн.м³	34 112,2	8 332,7	8 545,3	8 535,3	8 698,9
	газовый конденсат	тыс.тн	1 157,0	298,1	276,0	277,1	305,9
	нефть	тыс.тн	100,0	26,1	25,4	24,5	23,8
1.2.	Выработка:	тыс.тн	1 308,5	336,5	315,1	314,3	342,4
	сжиженный газ	тыс.тн	514,1	131,1	122,0	123,1	137,9
	сера	тыс.тн	232,8	58,4	56,9	58,0	59,5
II.	ООО «ШГХК»						
2.1.	Переработка газа	млн.м³	4 000	1 075,0	1 004,0	1 100,0	821,0
2.2.	Производство						
	природный газ (товарный)	млн.м³	3 372,0	906,2	846,4	927,3	692,1
	газовый конденсат	тыс.тн	210,0	56,3	52,9	57,6	43,2
	сжиженный газ	тыс.тн	107,0	28,7	26,9	29,4	22,0
	полиэтилен	тыс.тн	125,0	33,6	31,5	34,3	25,6
	сера	тыс.тн	1,0	0,3	0,2	0,3	0,2
III.	ООО «БНПЗ »						
3.1.	Переработка собственного сырья	тыс.тн	1142,2	294,9	275,3	291,5	280,5

№	Наименование	ЕИ	2022 (план)	в том числе			
				1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал
3.2.	Переработка давальческого сырья	тыс.тн	90,3	18,5	22,3	24,2	25,3
3.3.	Выработка нефтепродуктов из давальческого сырья	тыс.тн	85,7	17,5	21,1	23,0	24,0
3.4.	Выработка нефтепродуктов из собственного сырья	тыс.тн	1089,8	281,4	262,7	278,1	267,7
	автобензин АИ- 80,91,92,95,98	тыс.тн	727,9	187,9	175,4	185,8	178,8
	дизельное топливо (ЭКО, Евро-4,5)	тыс.тн	94,6	24,4	22,8	24,1	23,2
	авиакеросин	тыс.тн	107,5	27,8	25,9	27,4	26,4
	углеводородный растворитель	тыс.тн	3,9	1,0	0,9	1,1	0,9
	газолин пиролизный	тыс.тн	61,1	15,8	14,7	15,6	15,0
	мазут	тыс.тн	82,7	21,4	19,9	21,1	20,3
	сжиженный газ	тыс.тн	11,4	2,9	2,7	2,9	2,8
	сера	тыс.тн	0,6	0,16	0,15	0,16	0,15
IV.	«GTL»						
4.1.	Переработка газа	млн.м³	1 678,0	-	453,0	812,7	412,3
4.2.	Выработка синтетического топлива:	тыс.тн	463,3		73,9	247,8	141,6
	GTL Дизель	тыс.тн	244,3	-	40,0	129,3	75,0
	GTL Керосин	тыс.тн	103,5	-	16,9	54,8	31,8
	GLT Нафта	тыс.тн	97,5	-	14,1	54,1	29,3
	GTL СУГ	тыс.тн	18,0	-	2,9	9,6	5,5

Ниже представлена информация по прогнозному консолидированному бюджету Группы на 2022 год, а также прогнозные бюджеты в разрезе каждой единицы Группы и консолидированный бюджет движения денежных средств на 2022 год.

Убыток по консолидированному бюджету Группы на 2022 год прогнозируется в размере **111 267** млрд.сум, чистый денежный поток прогнозируется на сумму: **-20 098** млрд.сум

Таблица №17. Консолидированный бюджет Группы на 2022 год

млн.сум

№	Наименование	Консолида ция	УНГ*	ШГХК*	БНПЗ*	GTL*	Прочие* активы
1.	Выручка, всего	32 152 222	16 824 435	3 282 134	8 931 270	3 114 383	
	Выручка от основной деятельности	30 655 981	15 540 860	3 171 774	8 828 964	3 114 383	
	Выручка от услуг	1 387 181	1 269 385	-	84 847	-	
	Прочая выручка	142 008	14 190	110 360	17 458	-	
2.	НДС в выручке	3 901 808	2 138 322	428 104	1 150 730	406 224	
	Реализация	158 967	2 021 520	413 710	1 137 386	406 224	
	Услуги	18 523	114 951	-	11 067	-	
	Прочее	354 415	1 851	14 395	2 277	-	
3.	Акцизный налог	913 443	138 698	131 324	643 421		
4.	Чистая выручка	27 115 398	14 547 415	2 722 706	7 137 119	2 708 159	
	Выручка от основной деятельности, в т.ч.	25 763 699	13 380 642	2 626 740	7 048 158	2 708 159	
4.1	Природный газ	7 174 127	6 408 536	765 590			
4.2	Газовый конденсат	3 101 842	2 610 740	520 719			
4.3	Нефть	494 921	499 868				
4.4	Сжиженный газ	330 314	270 105	54 630	17 539		
4.5	Нефтепродукты	7 322 029			7 030 565		
4.6	Синтетическое топливо (продукты газопереработки GTL)	6 240 876	3 532 717			2 708 159	
4.7	Полиэтилен	1 069 200		1 285 628			
4.8	Сера	58 877	58 676	174	54		
	Выручка от услуг	1 228 214	1 154 434		73 780		
	Прочая выручка	123 486	12 339	95 695	15 181		
5.	ВГО в выручке	7 510 976					
6.	Затраты (стр.7+10), всего	30 272 681	11 673 716	1 822 954	7 001 119	3 569 971	
7.	Себестоимость реализованной продукции	19 151 483	7 699 543	1 422 848	6 581 194	3 447 883	
	Расходы на персонал	853 120	496 323	135 347	142 165	79 285	
	Отчисления на социальное страхование	102 374	59 559	16 242	17 060	9 514	

	Расходы на закупку сырья	11 505 783	4 122 795	878 404	6 107 255	397 315	
	Расходы на прочее сырье, материалы и топливо	1 197 036	231 431	237 793	85 029	642 782	
	Расходы на энергию	514 110	395 520	45 122	67 506	5 962	
	Расходы на работы и услуги производственного характера	427 629	96 834	15 449	106 690	208 656	
	Прочие производственные расходы	475 274	384 437	75 002	2 400	13 435	
	Амортизация активов производственного назначения	4 076 157	1 912 643	19 491	53 090	2 090 934	
8.	ВГО в себестоимости	7 510 976					
9.	Валовая прибыль	7 963 916	6 847 872	1 299 857	555 925	- 739 739	
10.	Расходы периода, всего	11 121 198	3 974 173	400 106	419 925	122 073	6 204 921
	Административные расходы	1 201 078	228 236	33 864	34 151	111 351	793 475
	Расходы на персонал	185 183	125 331	23 967	13 586	22 300	
	Отчисления на социальное страхование	22 222	15 040	2 876	1 630	2 676	
	Амортизация активов административного назначения	855 796	49 013	842	1 200	11 266	793 475
	Прочие административные расходы	137 877	38 852	6 180	17 735	75 109	
	Коммерческие расходы	292 269	88 870	14 829	188 570		
	Расходы на персонал	7 683	4 084	464	3 135		
	Отчисления на социальное страхование	922	490	56	376		
	Расходы на транспортировку	137 488	33 186	9 600	94 702		
	Прочие коммерческие расходы	146 176	51 110	4 709	90 357		
	Прочие операционные расходы	9 627 852	3 657 068	351 412	197 204	10 722	5 411 445
	Обязательные платежи в бюджет, налоги и сборы в т.ч.:	2 255 454	2 194 213	34 625	23 141	3 475	
	Налог за пользование недрами	1 520 437	1 520 437	-	-	-	
	Налог на имущество	406 093	392 802	6 091	7 200	-	
	Земельный налог	187 082	158 378	11 040	14 189	3 475	
	Налог на воду	31 192	21 193	8 679	1 320	-	
	Прочие налоги	110 650	101 402	8 816	432	-	
	Прочие расходы	7 372 397	1 462 855	316 787	174 063	7 247	5 411 445

11.	Прочие доходы	7 080 316	803 289	86 154	2 000		6 188 873
12.	Прибыль от основной деятельности	3 923 034	3 676 988	985 906	137 999	- 861 812	-16 048
13.	Доходы от финансовой деятельности	1 569 795	1 501 733	60 061	8 000		
	доходы в виде процентов	401 068	401 068	-			
	доходы от долгосрочной аренды	1 071	1 071	-			
	доходы в виде дивидендов	101 365	100 000	1 365			
	доходы от валютных курсовых разниц	1 066 291	999 594	58 696	8 000		
	прочие доходы от финансовой деятельности	-	-				
14.	Расходы по финансовой деятельности	4 920 496	2 320 064	22 700	27 544	2 550 188	
	расходы в виде процентов	1 752 152	923 931	13 983	12 354	801 883	
	расходы от валютных курсовых разниц	2 966 224	1 396 133	8 716	15 190	1 546 185	
	прочие расходы от финансовой деятельности	202 120	-			202 120	
15.	Прибыль/убыток до уплаты налога на доходы	572 333	2 858 657	1 023 268	118 455	- 3 412 000	-16 048
16.	Налог на прибыль	683 600	428 799	237 033	17 768		-
17.	Чистая прибыль (убыток) отчетного периода	(111 267)	2 429 859	786 235	100 687	- 3 412 000	-16 048

*По единицам Группы представлены прогнозные бюджеты на 2022 год без учета внутригрупповых оборотов (ВГО).

**В блоке консолидации представлены показатели с учетом ВГО

*Показатель EBITDA по МСФО с учетом доходов от долевого участия в прибыли совместных предприятия на 2022 год прогнозируется на сумму **10 855 млрд.сум***

Финансовый ковенант по долговой нагрузке:

*Net Debt / EBITDA (с учетом доходов от долевого участия в прибыли совместных предприятия) **5,70** (при лимите 3,75)*

Задолженность по кредитам и займам на конец периода 43 546 628 тыс.сум

Чистый долг 43 546 628

EBITDA 10 854 986

**Таблица №18. Консолидированный бюджет движения денежных средств
Группы на 2022 год**

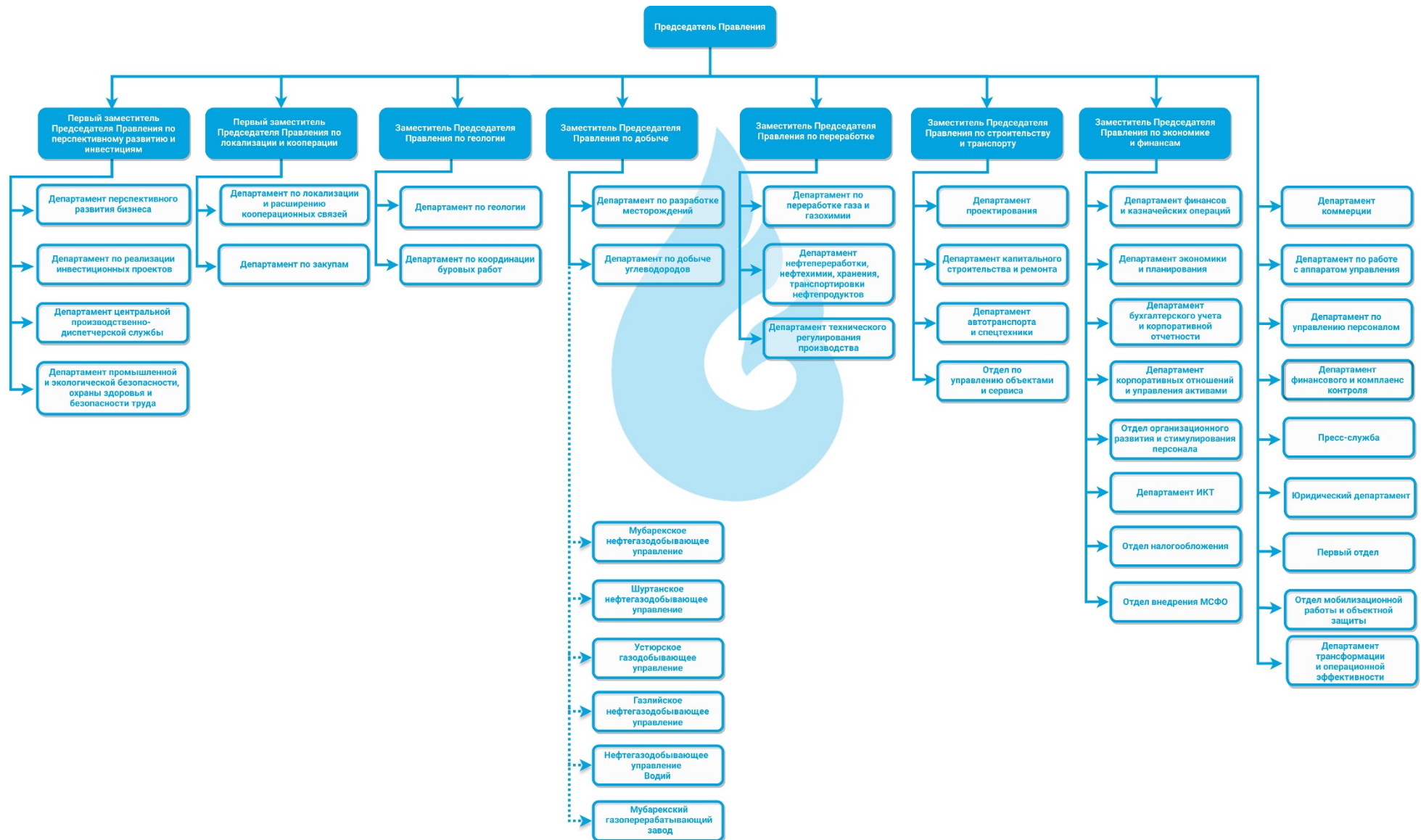
млн.сум

<u>Отчет о движении денежных средств</u>		<u>2022г.</u>
Операционный денежный поток		
EBITDA		8 854 986
Налог на прибыль		683 600
Изменение НДС и акциз		221 990
Изменение чистого оборотного капитала		(416 253)
Прочие корректировки		-
Денежный поток от операционной деятельности		7 977 123
		Инвестиционный денежный поток
Капитальные вложения (без НДС)		23 567 329
Инвестиционные затраты		23 567 329
		Финансовый денежный поток
Итого денежный поток от финансовой деятельности		(4 507 892)
Поступления по финансовой деятельности		6 101 508
Получение кредитов и займов		5 598 004
Доходы в виде процентов		401 068
Доходы от долгосрочной аренды		1 071
Доходы от дивидендов		101 365
Прочие доходы от финансовой деятельности		-
Расходы от финансовой деятельности		10 609 399
Расходы по кредитам и займам		6 112 840
Расходы в виде процентов		1 746 873
Расходы в виде комиссии		-
Расходы по долгосрочной аренды		-
Расходы на выплату дивидендов		1 345 792
Прочие расходы от финансовой деятельности		1 403 895
		Чистый денежный поток
Чистый денежный поток		(20 098 098)
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода		1 802 986
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода		(18 295 112)

Приложения

Приложение 1

Структура исполнительного аппарата АО «Узбекнефтегаз»



Приложение 2
Информация по производственным мощностям Компании

№	Наименование продукции, услуг товаров	ЕИ	Проектная мощность на 2021 год	Использование мощностей (факт)		Проектная мощность на 2022 год	Использование мощностей (план)		В том числе			
				2021г.	%		2022г.	%	1- квартал	2- квартал	3- квартал	4- квартал
1.	Мощности Общества по подготовке нефти	тыс.тн.	141	116,1	82	141	100	71	26	25	24	24
1.1.	Мубарекское НГДУ	тыс.тн.	141	114,3	81	141	98,9	70	26	25	24	24
1.2.	Водийское НГДУ	тыс.тн.		1,8	-		1,1	-	0,27	0,27	0,27	0,29
2	Мощности Общества по подготовке газа	млн.м3	76 495	33 904	44	76 775	34 112	44	8 333	8 545	8 535	8 699
2.1.	Мубарекское НГДУ	млн.м3	45 700	16 350	36	45 980	15 906,8	35	3 870	3 989	3 972	4 076
2.2.	Шуртанское НГДУ	млн.м3	17 992	9 139	51	17 992	8 834,0	49	2 181	2 222	2 212	2 219
2.3.	Устюртское ГДУ	млн.м3	5 000	3 874	77	5 000	4 696,9	94	1 140	1 169	1 181	1 207
2.4.	Газлийское ГДУ	млн.м3	7 690	4 494	58	7 690	4 618,3	60	1 128	1 151	1 157	1 183
2.5.	Водий НГДУ	млн.м3	113,2	46,536	41	113,2	56,2	50	14	14	14	14
3.	Мощности Общества по компримированию природного газа	млн.м3	68 573	32 233	47	68 573	33 824	49	8 152	8 540	8 640	8 492
3.1.	Мубарекское НГДУ	млн.м3	36 500	16 350	45	36 500	16 791,2	46	4 055	4 263	4 308	4 165
3.2.	Шуртанское НГДУ	млн.м3	24 500	9 139	37	24 500	8 448,4	34	2 039	2 131	2 132	2 147
3.3.	Устюртское ГДУ	млн.м3	2 473	2 400	97	2 473	3 452,9	140	810	856	899	888
3.4.	Газлийское ГДУ	млн.м3	5100	4 344	85	5100	5 131,2	101	1 248	1 290	1 301	1 292
4.	Мощности Общества сероочистки газа	млн.м3	54 050	33 732	62	54 050	29 391	54	7 067	7 450	7 508	7 366
4.1.	Мубарекское ГПЗ	млн.м3	29 500	19 713	67	29 500	15 811,6	54	-	-	-	-
4.2.	Шуртанское НГДУ	млн.м3	20 050	9 767	49	20 050	8 448,4	42	3 780	4 029	4 075	3 927
4.3.	Газлийское ГДУ	млн.м3	4 500	4 252	94	4 500	5 131,2	114	2 039	2 131	2 132	2 147
5.	Мощности Общества по выработке сжиженного газа	тыс.тн.	679,6	513,0	75	679,6	514	76	131	122	123	138

5.1.	Мубарекское НГДУ	тыс.тн.	29,1	14,9	51	29,1	12,0	41	4	3	3	3
5.2.	Шуртанское НГДУ	тыс.тн.	274,1	187,0	68	274,1	174,0	63	43	43	43	45
5.3.	Мубарекский ГПЗ	тыс.тн.	296,4	289,9	98	296,4	271,6	92	71	63	64	75
5.4.	Газлийское ГДУ	тыс.тн.	80	21,2	26	80	56,5	71	13	14	14	15
6.	Мощности Общества по выработке серы	тыс.тн.	414,5	255,1	62	414,5	233	56	58	57	58	60
6.1.	Шуртанское НГДУ	тыс.тн.	14	2,1	15	14	1,8	13	0	0	1	1
6.2.	Мубарекский ГПЗ	тыс.тн.	400,5	253,0	63	400,5	231,0	58	58	57	58	59
7.	Мощность по стабилизации газового конденсата	тыс.тн	1162,8	695,3	60	1162,8	643	55	167	154	154	168

**Мощность Компании представлена в разрезе нефтегазодобывающих управлений и газоперерабатывающего завода*

Приложение 3

План производства продукции (добычи углеводородов и выработки продукции)

№	Наименование	ЕИ	2020г.	2021г.	2022г.	Темп роста%	В том числе			
			(факт)	(факт)	(план)		1- квартал	2- квартал	3- квартал	4- квартал
1.	Природный газ	млрд.куб.м	33,1	33,9	34,1	101	8,3	8,5	8,5	8,7
2.	Нефть	тыс.тонн	125,1	116,1	100	86	26,4	25,4	24,5	23,6
3.	Газовый конденсат	тыс.тонн	1 192,8	1 208,3	1157,0	96	298,1	276,0	277,1	305,9
4.	Сжиженный газ	тыс.тонн	478,8	513,0	514,1	100	131,1	122,0	123,1	137,9
5.	Сера	тыс.тонн	278,4	255,1	232,8	91	58,4	56,9	58,0	59,5

*Объем производства продукции представлен с учетом объемов нефтегазодобывающих управлений и газоперерабатывающего завода, входящих в состав АО “Узбекнефтегаз”;

**План производства по природному газу, нефти и газовому конденсату приведен по объемам добычи углеводородов

Приложение 4

План реализации продукции

№	Показатели, выполненные работы, наименование продукта	2019г. (факт)	2020	2021	2022	Темп роста, %	Удельный вес	В том числе			
			факт	факт	план			1-квартал	2-квартал	3-квартал	4-квартал
	Чистая выручка	4 323 108	11 417 992	12 426 519	14 547 415	117	1,00	2 669 305	3 313 386	4 624 365	3 940 359
1	природный газ	3 345 087	8 423 494	7 553 684	6 408 536	85	0,44	1 512 182	1 622 354	1 621 418	1 652 583
2	нефть	206 286	271 081	241 231	499 868	207	0,03	128 151	126 852	123 112	121 753
3	газовый конденсат	255 188	1 277 058	1 163 758	2 610 740	224	0,18	662 339	625 451	621 411	701 538
4	нефтепродукты	-	-	2 035 788		-	0,00	-	-	-	-
5	синтетическое топливо (продукты газопереработки GTL)	-	-	-	3 532 717	-	0,24	-	566 980	1 881 139	1 084 597
6	сжиженный газ	183 090	307 199	289 709	270 105	93	0,02	64 532	69 675	66 929	68 970
7	сера	2 597	8 497	131 911	58 676	44	0,00	14 649	14 667	14 749	14 611
8	прочие (услуги и товары)	330 860	1 130 662	1 010 438	1 166 773	115	0,08	287 452	287 406	295 607	296 308

Приложение 5

Объем производства промышленной продукции

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	натура	2022 прогноз	в том числе							
					1-квартал		2-квартал		3-квартал		4-квартал	
					сумма, (млн.сум)	натура	сумма, (млн.сум)	натура	сумма, (млн.сум)	натура	сумма, (млн.сум)	натура
	Итого по Компании млн. сум			11 464 118	3 627 193		2 584 258		2 578 877		2 673 791	
1	Природный газ	<i>млн.м3</i>	34 112,2	7 093 052	1 732 643	8333	1 776 850	8545	1 774 771	8535	1 808 788	8699
2	Газовый конденсат	<i>тыс.тн</i>	642,9	2 590 630	672 742	167	620 558	154	620 558	154	676 771	168
3	Нефть	<i>тыс.тн</i>	100,0	451 516	119 065	26	114 550	25	110 486	24	107 416	24
4	Сжиженный газ	<i>тыс.тн</i>	514,1	259 490	66 172	131	61 579	122	62 134	123	69 605	138
5	Сера	<i>тыс.тн</i>	232,8	43 862	11 003	58	10 721	57	10 928	58	11 211	60
6	Услуги пром.характера			1 025 567	1 025 567		0		0		0	

*Объем производства товарной продукции представлен в разрезе нефтегазодобывающих управлений и газоперерабатывающего завода в сопоставимых ценах

Приложение 6

Прогноз бухгалтерского баланса на 2022 год (форма 1)

Наименование показателя	Код стр.	01.01.2022	01.04.2022	01.07.2022	01.10.2022	31.12.2022
Актив.						
I. Узок муддатли активлар						
I. Долгосрочные активы						
Основные средства:						
по первоначальной (восстановительной) стоимости (0100, 0300)	010	48 837 447 038	48 541 419 119	49 269 540 406	50 008 583 512	51 508 841 017
износ (0200)	011	19 736 840 074	19 934 500 420	20 233 517 926	20 496 553 659	20 783 505 410
остаточная стоимость 010-011	012	29 100 606 964	28 606 918 699	29 036 022 480	29 512 029 853	30 725 335 607
Нематериальные активы:						
по первоначальной стоимости (0400)	020	16 890	16 890	16 890	16 890	16 890
износ (0500)	021	16 890	16 890	16 890	16 890	16 890
остаточная стоимость 020-021	022					
Долгосрочные инвестиции, всего (стр.040+050+060+070+080), в том числе:	030	14 678 625 419	14 620 621 636	14 620 621 636	14 620 621 636	14 620 621 636
Ценные бумаги (0610)	040	37 009 203	37 009 203	37 009 203	37 009 203	37 009 203
Инвестиции в дочерние хозяйственные общества (0620)	050	11 159 421 782	11 215 319 390	11 215 319 390	11 215 319 390	11 215 319 390
Инвестиции в зависимые хозяйственные общества (0630)	060	890 431	890 431	890 431	890 431	890 431
Инвестиции в предприятие с иностранным капиталом (0640)	070	2 840 109 766	2 726 505 375	2 726 505 375	2 726 505 375	2 726 505 375
Прочие долгосрочные инвестиции (0690)	080	641 194 237	640 897 237	640 897 237	640 897 237	640 897 237
Оборудование к установке (0700)	090	72 901 273	72 877 678	72 877 678	72 877 678	72 877 678
Капитальные вложения (0800)	100	7 450 495 362	8 800 342 168	9 416 366 120	10 358 002 732	11 393 803 005
Долгосрочная дебиторская задолженность (0910, 0920, 0930, 0940)	110	9 018 253 427	8 567 287 119	8 138 922 763	7 650 587 397	7 268 058 027
из нее: просроченная	111					
Долгосрочные отсроченные расходы (0950, 0960, 0990)	120					
Итого по разделу I (стр. 012+022+030+090+100+110+120)	130	60 320 882 445	60 668 047 300	61 284 810 677	62 214 119 296	64 080 695 953
II. Текущие активы						
Товарно-материальные запасы, всего (стр.150+160+170+180), в том числе:	140	1 323 382 936	1 398 023 019	1 498 526 581	1 577 985 023	1 599 742 320
Производственные запасы (1000, 1100, 1500, 1600)	150	1 257 081 345	1 329 018 095	1 427 018 095	1 505 018 095	1 527 018 095
Незавершенное производство (2000, 2100, 2300, 2700)	160	11 401 828	11 800 892	11 446 865	11 103 459	10 770 355
Готовая продукция (2800)	170	54 772 943	57 073 407	59 927 077	61 724 889	61 811 133

Наименование показателя	Код стр.	01.01.2022	01.04.2022	01.07.2022	01.10.2022	31.12.2022
Товары (2900 за минусом 2980)	180	126 820	130 625	134 544	138 580	142 737
Расходы будущих периодов (3100)	190	651 022	615 627	584 846	555 604	527 824
Отсроченные расходы (3200)	200	109 492 459	104 017 836	98 816 944	93 876 097	89 182 292
Дебиторы, всего (стр.220+230+240+250+260+270+280+290+300+310)	210	10 191 223 898	9 072 188 909	8 346 202 306	7 701 733 878	7 953 475 092
из нее: просроченная						
Задолженность покупателей и заказчиков (4000 за минусом 4900)	220	3 017 440 129	2 721 305 270	2 954 820 411	3 181 330 098	4 119 441 897
Задолженность обособленных подразделений (4110)	230					
Задолженность дочерних и зависимых хозяйственных обществ (4120)	240	762 240 053	679 823 511	611 841 160	520 064 986	468 058 487
Авансы, выданные персоналу (4200)	250	929 502	975 977	1 024 776	1 076 015	1 129 816
Авансы, выданные поставщикам и подрядчикам (4300)	260	2 092 708 663	1 844 138 094	1 622 841 523	1 428 100 540	1 256 728 475
Авансовые платежи по налогам и сборам в бюджет (4400)	270	603 720 045	634 944 391	539 702 732	431 762 186	345 409 749
Авансовые платежи в государственные целевые фонды и по страхованию (4500)	280	1 728 341	1 657 743	1 491 969	1 342 772	1 208 495
Задолженность учредителей по вкладам в уставный капитал (4600)	290	688 617 571	619 755 814	557 780 233	502 002 210	451 801 989
Задолженность персонала по прочим операциям (4700)	300	10 258 544	9 354 679	8 512 758	7 746 610	7 049 415
Прочие дебиторские задолженности (4800)	310	3 013 581 050	2 560 233 430	2 048 186 744	1 628 308 461	1 302 646 769
Денежные средства, всего (стр.330+340+350+360), в том числе:	320	1 867 365 426	1 959 198 691	1 994 131 642	1 734 521 153	1 752 094 382
Денежные средства в кассе (5000)	330					
Денежные средства на расчетном счете (5100)	340	24 106 521	27 722 524	34 375 930	42 626 153	51 151 384
Денежные средства в иностранной валюте (5200)	350	1 642 358 669	1 724 476 602	1 758 966 134	1 495 121 214	1 510 072 426
Прочие денежные средства и эквиваленты (5500, 5600, 5700)	360	200 900 236	206 999 565	200 789 578	196 773 786	190 870 572
Краткосрочные инвестиции (5800)	370	589 756 892	589 801 892	566 209 816	566 209 816	566 209 816
Прочие текущие активы (5900)	380	5 831 468	5 831 468	5 831 468	5 831 468	5 831 468
Итого по разделу II (стр. 140+190+200+210+320+370+380)	390	14 087 704 101	13 129 677 442	12 510 303 603	11 680 713 039	11 967 063 194
Всего по активу баланса (стр.130+стр.390)	400	74 408 586 546	73 797 724 742	73 795 114 280	73 894 832 335	76 047 759 148
Пассив.						
I.Уз маблаглари манбалари						
I. Источники собственных средств						
Уставный капитал (8300)	410	21 536 465 596	21 536 465 596	21 536 465 596	21 536 465 596	21 536 465 596
Добавленный капитал (8400)	420					
Резервный капитал (8500)	430	9 925 768 618	9 925 860 471	10 095 217 042	10 095 217 042	10 095 217 042
Выкупленные собственные акции (8600)	440					
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток) (8700)	450	6 678 988 355	7 053 444 572	7 154 057 463	6 560 384 416	6 991 643 739

Наименование показателя	Код стр.	01.01.2022	01.04.2022	01.07.2022	01.10.2022	31.12.2022
Целевые поступления (8800)	460	11 877 733 855	11 877 733 855	12 115 288 532	12 599 900 073	12 599 900 073
Резервы предстоящих расходов и платежей (8900)	470					
Итого по разделу I (стр.410+420+430-440+450+460+470)	480	50 018 956 424	50 393 504 494	50 901 028 633	50 791 967 127	51 223 226 450
II. Обязательства						
Долгосрочные обязательства, всего Стр.500+510+520+530+540+550+560+570+580+590)	490	16 174 391 452	14 593 456 993	14 001 415 864	14 468 756 442	16 158 685 379
в том числе: долгосрочная кредиторская задолженность (стр.500+520+540+560+590)	491					
из нее: просроченная долгосрочная кредиторская задолженность	492					
Долгосрочная задолженность поставщикам и подрядчикам (7000)	500					
Долгосрочная задолженность обособленным подразделениям (7110)	510					
Долгосрочная задолженность дочерним и зависимым хозяйственным обществам (7120)	520					
Долгосрочные отсроченные доходы (7210, 7220, 7230)	530					
Долгосрочные отсроченные обязательства по налогам и обязательным платежам (7240)	540					
Прочие долгосрочные отсроченные обязательства (7250, 7290)	550					
Авансы, полученные от покупателей и заказчиков (7300)	560					
Долгосрочные банковские кредиты (7810)	570	14 651 626 924	13 146 830 691	12 598 188 351	13 093 593 479	14 824 777 305
Долгосрочные займы (7820, 7830, 7840)	580					
Прочие долгосрочные кредиторские задолженности (7900)	590	1 522 764 528	1 446 626 302	1 403 227 513	1 375 162 963	1 333 908 074
Текущие обязательства, всего (стр.610+620+630+640+650+660+670+680+690+700+710+720+730+740+750+760)	600	8 215 238 670	8 810 763 256	8 892 669 783	8 634 108 765	8 665 847 319
в том числе: текущая кредиторская задолженность (стр.610+630+650+670+680+690+ +700+710+720+760)	601	5 805 314 956	6 451 979 588	6 578 379 042	6 358 527 905	6 423 945 037
из нее: просроченная текущая кредиторская задолженность	602					
Задолженность поставщикам и подрядчикам (6000)	610	2 013 333 853	2 842 250 935	3 133 933 428	3 065 753 901	3 217 846 588
Задолженность обособленным подразделениям (6110)	620					
Задолженность дочерним и зависимым хозяйственным обществам (6120)	630	907 223 586	866 857 518	823 514 642	782 338 910	743 221 965
Отсроченные доходы (6210, 6220, 6230)	640	393 280 329	342 153 886	297 673 881	258 976 276	225 309 360
Отсроченные обязательства по налогам и обязательным платежам (6240)	650					
Отсроченные обязательства по налогам и обязательным платежам (6240)	660					

Наименование показателя	Код стр.	01.01.2022	01.04.2022	01.07.2022	01.10.2022	31.12.2022
Полученные авансы (6300)	670	2 232 610 050	2 174 184 081	2 108 958 559	2 045 689 802	1 984 319 108
Задолженность по платежам в бюджет (6400)	680	166 720 778	143 804 914	132 300 521	121 716 479	111 979 161
Задолженность по страхованию (6510)	690					
Задолженность по платежам в государственные целевые фонды (6520)	700	13 811 172	11 694 580	9 940 393	8 449 334	7 181 934
Задолженность учредителям (6600)	710	18 052 818	18 152 818	18 152 818	18 152 818	18 152 818
Задолженность по оплате труда (6700)	720	26 668 700	27 468 761	28 292 824	29 141 609	30 015 857
Краткосрочные банковские кредиты (6810)	730					
Краткосрочные займы (6820, 6830, 6840)	740	272 051	258 448	245 526	233 250	221 588
Текущая часть долгосрочных обязательств (6950)	750	2 016 371 334	2 016 371 334	2 016 371 334	2 016 371 334	2 016 371 334
Прочие кредиторские задолженности (6900 кроме 6950)	760	426 893 999	367 565 981	323 285 857	287 285 052	311 227 606
Итого по разделу II (стр.490+600)	770	24 389 630 122	23 404 220 248	22 894 085 647	23 102 865 207	24 824 532 698
Всего по пассиву баланса (стр.480+770)	780	74 408 586 546	73 797 724 742	73 795 114 280	73 894 832 335	76 047 759 148

Приложение 7
Прогноз отчета о финансовых результатах на 2022 год (форма 2)

тыс.сум

Показатели	2022			
	за 3 месяца	за 6 месяцев	за 9 месяцев	за год
Чистая выручка от реализации продукции (товаров, работ и услуг)	2 669 305 061	5 982 690 615	10 607 055 618	14 547 414 936
Себестоимость реализованной продукции (товаров, работ и услуг)	1 220 181 236	2 892 212 016	5 577 985 884	7 699 542 818
Валовая прибыль (убыток) от реализации продукции (товаров, работ и услуг) (стр.010-020)	1 449 123 825	3 090 478 600	5 029 069 734	6 847 872 119
Расходы периода, всего (стр.050+060+070+080), в том числе:	993 245 209	1 973 149 713	2 982 527 497	3 974 173 344
Расходы по реализации	18 531 229	39 481 716	65 746 237	88 869 553
Административные расходы	56 467 569	113 213 164	170 576 413	228 235 818
Прочие операционные расходы	918 246 411	1 820 454 833	2 746 204 846	3 657 067 973
Расходы отчетного периода, исключаемые из налогооблагаемой базы в будущем				
Прочие доходы от основной деятельности	197 995 376	398 050 219	600 164 530	803 289 365
Прибыль (убыток) от основной деятельности (стр.030-040+090)	653 873 991	1 515 379 106	2 646 706 768	3 676 988 140
Доходы от финансовой деятельности, всего (стр.120+130+140+150+160), в том числе:	468 718 807	955 703 644	1 267 841 560	1 501 733 326
Доходы в виде дивидендов		100 000 000	100 000 000	100 000 000
Доходы в виде процентов	96 753 568	196 358 512	298 428 551	401 067 644
Доходы от долгосрочной аренды (финансовый лизинг)	260 720	526 173	796 361	1 071 283
Доходы от валютных курсовых разниц	371 704 519	658 818 959	868 616 648	999 594 399
Прочие доходы от финансовой деятельности				

Показатели	2022			
	за 3 месяца	за 6 месяцев	за 9 месяцев	за год
Расходы по финансовой деятельности (стр.180+190+200+210), в том числе:	581 960 855	1 258 334 269	1 763 540 878	2 320 064 083
Расходы в виде процентов	190 021 412	472 161 965	644 290 016	923 931 402
Расходы в виде процентов по долгосрочной аренде (финансовому лизингу)				
Убытки от валютных курсовых разниц	391 939 443	786 172 305	1 119 250 862	1 396 132 682
Прочие расходы по финансовой деятельности				
Прибыль (убыток) от общехозяйственной деятельности (стр.100+110-170)	540 631 943	1 212 748 481	2 151 007 450	2 858 657 382
Чрезвычайные прибыли и убытки				
Прибыль (убыток) до уплаты налога на доходы (прибыль) (стр.220+/-230)	540 631 943	1 212 748 481	2 151 007 450	2 858 657 382
Налог на доходы (прибыль)	81 094 791	181 912 272	322 651 118	428 798 607
Налог на сверхприбыль				
Прочие налоги и сборы от прибыли				
Чистая прибыль (убыток) отчетного периода (стр.240-250-260)	459 537 152	1 030 836 209	1 828 356 333	2 429 858 774

Приложение 8

Лимиты на финансирование операционных расходов по нефтегазодобывающим управлениям и газоперерабатывающего завода Компании

№	Наименование показателей	Итого 2022	МНГДУ 2022	ШНГДУ 2022	МГПЗ 2022	ГНГДУ 2022	УГДУ 2022	ВНГДУ 2022
	Операционные затраты, всего	2 532 363	691 398	582 873	847 787	282 517	118 345	9 443
1.	Переменные затраты	1 032 144	185 914	194 663	488 143	118 921	41 318	3 185
1.1.	МТР	220 604	67 621	56 580	46 248	33 609	15 825	721
1.2.	Химреагенты	104 685	9 926	36 735	43 249	13 021	1 413	341
1.3.	Услуги сторонних организаций	126 973	28 109	30 421	27 905	19 801	19 449	1 288
1.4.	ГСМ	50 680	11 901	15 307	11 465	7 119	4 244	645
1.5.	Энергоресурсы	529 203	68 358	55 621	359 277	45 371	386	190
2.	Постоянные затраты	1 500 218	505 484	388 210	359 644	163 595	77 027	6 258
2.1.	ФОТ	925 703	292 380	258 967	205 520	104 670	60 285	3 881
2.2.	Прочие производственные затраты	532 853	196 855	122 676	140 769	56 904	13 675	1 974
2.3.	Командировочное расходы	2 935	1 105	595	835	250	135	15
2.4.	Прочие непроизводственные затраты	38 727	15 144	5 972	12 519	1 771	2 933	388

Приложение 9

Прогноз основных ключевых показателей эффективности на 2022 год

№	Показатель	Един. измер.	Норматив	I квартал	I полугодие	9 месяцев	Год
1	Выполнение прогноза чистой выручки от реализации	тыс.сум		2 669 305 061	5 982 690 615	10 607 055 618	14 547 414 936
2	Выполнение прогноза чистой прибыли	тыс.сум		459 537 152	1 030 836 209	1 828 356 333	2 429 858 774
3	Рентабельность активов $K_{pp} = \Pi_{удн} / A_{cp}$	коэффициент	> 0,05	0,007	0,016	0,029	0,038
4	Снижение себестоимости продукции $З = Cп / Tп * 100$	%		0	0	0	0
5	Коэффициент использования производственных мощностей, $K_{им} = Q_{факт. (план)} / ((Q_{проектн.} - (Q_{аренд.} + Q_{консерв.}))$	коэффициент	> 0,5	0,486	0,482	0,478	0,481
6	Коэффициент покрытия (платежеспособности) $K_{пл} = A_2 / (\Pi_2 - D_o)$	коэффициент	> 1,25	1,490	1,407	1,353	1,381
7	Коэффициент финансовой независимости $K_{сс} = \Pi_1 / (\Pi_2 - D_o)$	коэффициент	> 1	5,720	5,724	5,883	5,911
8	Расчет дивидендов	тыс.сум					1 200 000 000
9	Показатель выполнения параметров экспорта	%		100,0	100,0	100,0	100,0
	Показатель экспорта	млн.долл		2	10	24	59
10	Выполнение индикатора локализации	%		100,0	100,0	100,0	100,0

№	Показатель	Един. измер.	Норматив	I квартал	I полугодие	9 месяцев	Год
11	Реализация инвестиционных программ*	%		100,0	100,0	100,0	100,0
12	Коэффициент независимости от иностранной валюты (соотношение импорта и экспорта)****	коэффициент	меньше 1	29	22	15	8
	показатель импорта	млн.долл		70	209	349	466
	показатель экспорта	млн.долл		2	10	24	59
13	Рентабельность инвестиций акционеров (TSR - Total Shareholders Return) TSR = ((Цк – Цн + Д) / Цн) *100	%					5,6

Прогноз дополнительных ключевых показателей эффективности на 2022 год

№	Показатель	Един. измер.	Норматив	I квартал	I полугодие	9 месяцев	Год
1	Прибыль до уплаты налогов, процентов (EBIT - Earnings Before Interest, Taxes) ** EBIT = Пду + ЧР-ЧД+ПрУ – ПрП	тыс.сум					3 381 521 140
2	Прибыль до вычета процентов, налогов и амортизации ** (EBITDA - Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation & Amortization) EBITDA = Пду + + ЧР-ЧД+ПрУ – ПрП+А	тыс.сум					6 389 463 408
3	Соотношение затрат и доходов (CIR - Cost Income Ratio) CIR = ОР / ЧВ **	коэффициент					0,802
4	Рентабельность привлеченного капитала (ROCE - Return on Capital Employed) ** ROCE = [ЧП / ((A1 - To1) +(A2 - To2))/ 2] x 100	%					3,638
5	Рентабельность акционерного капитала ** (ROE - Return On Equity) ROE = [ЧП /((Cк1+Cк2) / 2)] x 100	%					4,800
6	Коэффициент абсолютной ликвидности $K_{ал} = D_c / T_o$	коэффициент	> 0,2	0,222	0,224	0,201	0,202
7	Оборачиваемость кредиторской задолженности $O_{крдн} = D_{п} / (B_p / K_{зср})$	дни		207	187	157	153

№	Показатель	Един. измер.	Норматив	I квартал	I полугодие	9 месяцев	Год
8	Оборачиваемость дебиторской задолженности $O_{дзн} = D_{п} / (B_{р} / D_{зср})$	дни		325	280	230	228
9	Коэффициент износа основных средств, $K_{изн} = И / О$	коэффициент	< 0,5	0,411	0,411	0,410	0,403
10	Коэффициент обновления основных средств, $K_{н} = A_{н} / A_{кос}$	коэффициент					0,087
11	Производительность труда, $B_{ч} = B_{р} / Ч_{ср}$	тыс.сум		188 843,655	423 253,669	750 410,726	1 029 176,861
12	Фондоотдача, $\Phi_{о} = B_{р} / \Phi_{ср}$	коэффициент		0,093	0,206	0,362	0,486
13	Затраты на обучение персонала, в расчете на одного работника, $З_{обуч} / Ч_{ср}$	тыс.сум		108,591	218,388	329,392	440,396
14	Коэффициент текучести кадров, $Ч_{нач} / Ч_{кон}$	коэффициент	< 1,0	1,00	1,00	1,00	1,00
15	Показатель эффективности пуска производственных мощностей (в % от установленного объема)*	%		-	100,00	100,00	100,00
16	Энергоэффективность (доля затрат на энергию в структуре себестоимости продукции), $Зз / Зп$	коэффициент		0,096	0,081	0,063	0,062
17	Показатель выполнения параметров добычи газа ***	млн.куб.м		8 332,70	16 878,00	25 413,30	34 112,20
18	Показатель выполнения параметров добычи жидких углеводородов ***	тыс.тонн		193,320	372,690	551,160	742,900

№	Показатель	Един. измер.	Норматив	I квартал	I полугодие	9 месяцев	Год
19	Показатель выполнения параметров производства сжиженного газа ***	тыс. тонн		131,1	253,1	376,2	514,1
20	Увеличение запасов природного газа	млрд. куб м.		2	7	20	35,1
21	Увеличение запасов нефть и конденсат	млн. тн.		0,1	0,25	0,55	1,00
22	Количество скважин, законченное строительством	скв.		11	23	36	75

Примечание: * При включении в инвестиционную программу

** Заполняется после перехода к публикации отчетности по МСФО

*** Показатель рассчитывается по утвержденному балансу ресурсов и распределения УВС по Компания в разрезе НГДУ и ГПЗ

**** Показатель рассчитывается по Компания в разрезе структурных организаций без включения СП

Приложение 10

Прогноз удельного веса основных ключевых показателей эффективности Прогноз удельного веса дополнительных ключевых показателей эффективности

5	Показатель	I квартал	I полугодие	9 месяцев	Год
1	Выполнение прогноза чистой выручки от реализации	8	8	8	12
2	Выполнение прогноза чистой прибыли	19	19	19	6
3	Рентабельность активов	7	7	7	6
4	Снижение себестоимости продукции	-	-	-	-
5	Коэффициент использования производственных мощностей	13	13	13	11
6	Коэффициент покрытия (платежеспособности)	7	7	7	10
7	Коэффициент финансовой независимости	7	7	7	6
8	Расчет дивидендов	-	-	-	10
9	Показатель выполнения параметров экспорта	13	13	13	12
10	Выполнение индикатора локализации	13	13	13	12
11	Реализация инвестиционных программ*	7	7	7	5
12	Коэффициент независимости от иностранной валюты (соотношение импорта и экспорта)	6	6	6	5
13	Рентабельность инвестиций акционеров				5
	Всего по основным показателям:	100	100	100	100

Примечание: * При включении в инвестиционную программу

** Заполняется после перехода к публикации отчетности по МСФО

Дополнительные ключевые показатели эффективности

№	Показатель	I квартал	I полугодие	9 месяцев	Год
1	Прибыль до уплаты налогов, процентов**		-	-	5
2	Прибыль до вычета процентов, налогов и амортизации **	-	-	-	5
3	Соотношение затрат и доходов (CIR - Cost Income Ratio)**	-	-	-	4
4	Рентабельность привлеченного капитала **	-	-	-	4
5	Рентабельность акционерного капитала **	-	-	-	4
6	Коэффициент абсолютной ликвидности	6	5	5	5
7	Оборачиваемость кредиторской задолженности	6	6	6	4
8	Оборачиваемость дебиторской задолженности	6	6	6	4
9	Коэффициент износа основных средств	5	5	5	4
10	Коэффициент обновления основных средств				4
11	Производительность труда	6	5	5	4
12	Фондоотдача	6	6	6	4
13	Затраты на обучение персонала, в расчете на одного работника	6	6	6	4
14	Коэффициент текучести кадров	5	4	4	4
15	Показатель эффективности пуска производственных мощностей (в % от установленного объема)		4	4	4
16	Энергоэффективность (доля затрат на энергию в структуре себестоимости продукции)	6	5	5	4
17	Показатель выполнения параметров добычи газа	10	10	10	7
18	Показатель выполнения параметров добычи жидких углеводородов	10	10	10	7
19	Показатель выполнения параметров производства сжиженного газа	10	10	10	7
20	Увеличение запасов природного газа	6	6	6	5
21	Увеличение запасов нефти и конденсат	6	6	6	5
22	Количество скважин, законченное строительством	6	6	6	2
	Всего по дополнительным показателям:	100	100	100	100

Приложение 11

вознаграждения членов правления АО "Узбекнефтегаз" на 2022 год при выполнении ключевых показателей эффективности согласно пункта 24 постановления Кабинета Министров Республики Узбекистан от 28 июля 2015 года №207 "О внедрении критериев оценки эффективности деятельности акционерных обществ и других хозяйствующих субъектов с долей государства"

№ п/п	ФИО членов Правления	Должность членов Правления	Размер вознаграждения (кратность МРОТ)*					Сумма бонуса в год** (тыс. сум)	
			I квартал	II квартал	III квартал	IV квартал	ГОД всего	при вып. 90 %- 100%***	при вып. 100% и более***
1	Абдуллаев М.Р.	Председатель Правления	162	162	162	162	648	2 672 845	5 345 689
2	Усмонов Б.Б.	Первый заместитель председателя Правления	144	144	144	144	576		
3	Алиризаев Ш.Ш.	Первый заместитель председателя Правления	144	144	144	144	576		
4	Тухтаев К.М.	Заместитель председателя Правления	138	138	138	138	552		
5	вакант	Заместитель председателя Правления	138	138	138	138	552		
6	Шеров Р.Ч.	Заместитель председателя Правления	138	138	138	138	552		
7	Даулетияров Ш.К.	Заместитель председателя Правления	138	138	138	138	552		
8	Мирзаев С.А.	Заместитель председателя Правления	138	138	138	138	552		
Всего			1 140	1 140	1 140	1 140	1 140	2 672 845	5 345 689

Примечание: Примечание: * МРОТ - минимальный размер оплаты труда (оплачивается по сумме МРОТ, действующий на момент начисления вознаграждения).

** Согласно пункта 14 Порядка оплаты труда Правления АО "Узбекнефтегаз" при выполнении показателя бизнес-плана общества по чистой прибыли на более 90 процентов, членам правления выплачивается бонус на условиях, предусмотренных в настоящем Порядке. Согласно пункта 17 Порядка персональный размер бонуса каждому члену правления исчисляется пропорционально его доли годового начисленного должностного оклада в общей сумме начисленных должностных окладов членов правления, проработавших в отчетном году к сумме бонуса, указанного в пункте 15 данного порядка;

*** Сумма бонуса корректируется исходя из фактических значений, согласно финансовым отчетам в соответствии с пунктом 14 порядка оплаты труда Правления АО "Узбекнефтегаз".

Справочно:

На 8-заседании Президента Республики Узбекистан 6 февраля 2020 года, посвященного на тему «Об актуальных задачах по обеспечению устойчивого обеспечения экономики и топливных ресурсов населения, которые предстоит выполнить в нефтегазовой отрасли в 2020 году» Министерству энергетики поручено утвердить ключевых показателей эффективности (КПЭ) деятельности предприятий нефтегазовой отрасли и в недельный срок внедрить механизм определения заработной платы руководителей предприятий в зависимости от исполнения данных показателей.

В соответствии с этим были разработаны основные критерии оценки эффективности а также достижения целевых заданий деятельности Правления АО "Узбекнефтегаз" и принято решение Министерством энергетики от 2 марта 2020 года № 39-2 "О введении показателей оценки эффективности деятельности организаций нефтегазовой отрасли с внедрением механизма определения заработной платы руководителей в зависимости от исполнения данных показателей (КПЭ)".

II. Премия

Вознаграждения за выслугу лет и премии, не связанные с результатами труда, выплачиваются вне зависимости от результатов и проведения оценки эффективности деятельности правления в следующих размерах:

а) премии к государственным праздникам (Новый год, День женщин, Праздник Навруз, День Независимости, День Конституции, первый день религиозного праздника «Руза хайит» (Ийд-ал-Фитр), первый день религиозного праздника «Курбан хайит» (Ийд-ал-Адха)) – 20% от должностного оклада;

б) выплата вознаграждения за выслугу лет осуществляется в порядке, установленном Положением о порядке выплаты вознаграждения за выслугу лет работникам АО «Узбекнефтегаз» и вознаграждение за выслугу лет выплачивается в размерах, установленных в Порядке оплаты труда АО "Узбекнефтегаз".

Приложение 12

Реестр рисков Компания

1	Несвоевременное финансирование инвестиционных проектов	Высокая	Финансовые показатели (показатели освоения)	1	Департамент финансов и казначейских операций	Срыв срока поставки оборудования и проведения строительно-монтажных работ.
2	Несвоевременное финансирование производственных расходов	Высокая	Производственный процесс, Финансовые показатели	1	Департамент финансов и казначейских операций	В результате уменьшения объемов поступлений от реализации продуктов нефти и газа, могут возникнуть трудности с финансированием производственных расходов, что может привести к срыву выполнения прогнозных показателей по добыче и переработке нефти и газа
3	Высокая волатильность курса сума	Высокая	Финансовые показатели	1	не подлежит контролю	Увеличение стоимости ТМЦ и расходов по финансовой деятельности
4	Ухудшение состояния скважин, увеличение времени их простоя	Высокая	Финансовые показатели	1	ответственные исполнители на местах	Увеличение затрат на текущий и капитальный ремонты скважин, рост удельных затрат на единицу продукции
5	Падение дебета скважин	Высокая	Финансовые показатели	1	ответственные исполнители на местах	Рост удельных затрат на единицу продукции
6	Разглашение Государственной и служебной тайны	Высокая	Репутация, Финансовые показатели	1	Работники отдела объектной защиты и мобилизационных работ	Значительное воздействие на репутацию Государства и Общества, которая повлечет за собой ответственность в законодательном порядке
7	Утеря документов с грифом секретности	Высокая	Репутация, Финансовые показатели	1	Работники отдела объектной защиты и мобилизационных работ	Значительное воздействие на репутацию Государства и Общества, которая повлечет за собой ответственность в законодательном порядке
8	Отсутствие связи с удалённым сервером или удалённым сетевым оборудованием	Высокая	Репутация, Финансовые показатели	1	ИТ-специалист подразделения	Требуется унифицированное оборудование крупного вендора, рассчитанное на долговременное использование в промышленных условиях, а также запасная линия связи.
9	Внешние атаки на информационные системы	Высокая	Репутация	1	Программист ИС совместно с ответственным специалистом информационной	Утечки конфиденциальной информации, потери или недоступности важных данных

					безопасности подразделения	
10	Текучка кадров	Высокая	Репутация, Финансовые показатели	1	Работники отдела организационного развития и стимулирования персонала	В результате создание новых иностранных и совместных предприятий и предложения более высокооплачиваемой и менее напряженной работы становится причиной ухода в первую очередь высококвалифицированных специалистов АО "Узбекнефтегаз". В результате снижается уровень компетентности персонала, что отрицательно сказывается на качестве выполняемых работ.
11	Колебания стоимости сырья на мировых рынках	Высокая	Производственный процесс	1	АО "Узбекнефтегаз", Заместитель директора НПЗ по импорту	Колебание стоимости сырья соотносится с прогнозами переработки сырья, производства и распределения нефтепродуктов. В связи с колебанием стоимости сырья уменьшается поставка и производительность, ведущую за собой образования дефицита нефтепродуктов. Методом управления данного риска является создание товарных резервов и денежных фондов, заключение долгосрочных контрактов с поставщиками и потребителями, диверсификация деятельности, а также получение субсидий от правительства в случае неблагоприятного для компании движения цен. Эти методы широко практикуются компаниями самого разного уровня в разных странах мира.
12	Недоставка местного и импортного углеводородного сырья, перебои с энергоресурсами	Высокая	Производственный процесс	1	АО "Узбекнефтегаз", Главный инженер НПЗ	В связи с отсутствием поставки сырья в соответствующем количестве останавливается/ уменьшается производительность и меняется график распределения нефтепродуктов, ведущую за собой образования дефицита нефтепродуктов. Снижение объемов добычи углеводорода на месторождениях приводят к сокращению объемов переработки местного сырья. С целью сокращения дефицита нефти и нефтепродуктов правительство Узбекистана разработало стратегию по развитию сектора и активно ведет работу по привлечению иностранных инвесторов. Причиной недоставка импортного сырья может являться неисправность магистрального трубопровода, посредством которого можно транспортировать сырье. Для устранения нерабочего состояния трубопровода необходимо произвести модернизацию.

13	Снижение намеченных объемов производства в связи с внутренними и внешними факторами	Высокая	Производственный процесс, Финансовые показатели	1	Департамент нефтепереработки, нефтехимии, хранения, транспортировки нефтепродуктов, НПЗ Снижение намеченных объемов производства вследствие снижения производительности труда, простоя оборудования, потерь рабочего времени, отсутствия необходимого количества исходных материалов. Внутренний фактор производства характерен применяемым оборудованием, технологиями, квалификацией персонала. От того насколько совершенно оборудование и применяемые технологии, зависит качество выпускаемой продукции и ее конкурентоспособность. Производство является основным внутренним фактором, определяющим экономическую устойчивость предприятия. Внешние факторы связаны с действующим законодательством, поставщиками ресурсов, партнерами, конкурентами, потребителями, информационное обеспечение и т.д. Особую роль в обеспечении экономической устойчивости предприятий играет система стратегического менеджмента. Стратегический менеджмент позволяет предприятию повысить эффективность управления, заложить основы стабильного развития бизнеса и, предусмотрев возможные негативные воздействия внешней среды, разработать меры противодействия.
14	Аварийная остановка газоперекачивающих агрегатов дожимных компрессорных станций предприятий	Высокая	Производственный процесс, Финансовые показатели	1	Руководители управлений (заводов) Своевременное предоставление технических заданий и заявок на приобретение необходимых запасных частей, оборудования и двигателей для компрессорной станции А. Рахманов 1. Анализ аварийной остановки. 2. Анализ склада аварийных запасов. 3. Разработка и представление со стороны управления (завода) в Департамент по закупкам технического задания для приобретения необходимых запасных частей, оборудования и двигателей для Несвоевременное обеспечение запасными частями, оборудованием, несвоевременное проведение регламентных работ, несвоевременный ремонт двигателей и компрессорной станции может привести к снижению добычи углеводородов

				компрессорной станции. Ж. Багиров Принятие мер по заключению договоров на закупку, обслуживание компрессорного оборудования и капитальный ремонт двигателей. Своевременная поставка заявленного МТР И.Обидов, Ж.Убайдуллаев - организация своевременного финансирования по заключенным договорам	
15	Увеличение сроков ремонта оборудования по переработке природного газа и по добыче углеводородов	Высокая	Производственный процесс	1 Руководители управлений (заводов), А.Рахманов, Ф.Мадатов, А.Бахадилов, Ж.Абдукаюмов Обеспечение своевременного проведения ремонтов по графикам, а также предоставления ТЗ и заявок на приобретение запасных частей (услуги). Ж.Багиров Принятие мер по заключению договоров на оказание ремонтных услуг. И.Обидов, Ж.Убайдуллаев Организация своевременного	Отрицательное влияние на работу технологического процесса по добыче и переработке углеводородов

					финансирования по заключенным договорам	
16	Чрезмерное скопление побочной продукции в связи с уменьшающимся спросом или его полным отсутствием	Высокая	финансовые показатели	2	ответственные исполнители на местах	Увеличение затрат на хранение побочной продукции, снижение оборачиваемости оборотных средств
17	Ускорение темпов повышения курса иностранной валюты по отношению к суму	Высокая	финансовые показатели	2	не подлежит контролю	Увеличение курса валюты приведет к увеличению расходов по курсовым разницам
18	Отключение электроэнергии в подведомственных организациях АО «Узбекнефтегаз» без предупреждения со стороны диспетчерской службы энергоснабжающих организаций «Национальные электрические сети Узбекистана» и «Региональные электрические сети»	Высокая	Производственный процесс, Финансовые показатели	2	АО «Национальные электрические сети» АО «Региональные электрические сети»	Отрицательно сказывается на эксплуатации технологического оборудования, нарушает технологический режим и способствует преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования. После подачи электроэнергии необходимо значительное время для восстановления исходного технологического режима.
19	Отсутствие контроля за рациональным использованием энергоресурсов (электроэнергия, вода, газ, пар)	Высокая	Финансовые показатели, репутация	2	Руководитель и Главный энергетик предприятия	Экономию ТЭР определяют через сравнительное сокращение расхода, а не потребления ТЭР, корреспондирующий с расходной частью топливно-энергетического баланса конкретным энергопотребляющим объектом (изделием, процессом, работой и услугами).

20	Изменение состава газа (повышение CO ₂ и HS ₂ и т.п.)	Высокая	Производственный процесс, Финансовые показатели	2	Ответственный по данному риску в организации	Недостаточная точность измерений количества и показателей качества при коммерческом и оперативном учете газа. РИСК: большая доля погрешности при учете.
21	Получение ожогов различной степени тяжести при отборе проб питательной воды с котлов, пароконденсата	Высокая	Производственный процесс, Люди	2	Начальники Центальных лабораторий, производственный персонал	При отборе проб питательной воды с котлов, пароконденсата опасность – горячая вода, пар.
22	Ушиб, отравление, интоксикация, отравление ядом при определении содержания сероводорода и меркаптановой серы, плотности, механических примесей и плотности газа	Высокая	Люди, Финансовые показатели	2	Начальники Центальных лабораторий, производственный персонал	При определении содержания сероводорода и меркаптановой серы, плотности, механических примесей и плотности газа имеются следующие виды опасностей: Вредные пары йода, Острые края химической стеклянной посуды, Вредные газы: H ₂ S, SO ₂ , CH ₄ , пары у/в, Высокое давление в точках отборах, Укус насекомых и змей.
23	Задержка или отсутствие обеспечения материально-техническими ресурсами поисково-разведочных и эксплуатационных скважин	Высокая	Производственный процесс, Репутация, Финансовые показатели	2	Департамент по закупам и департамент по координации буровых работ	Простои поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. Не выполнение проектов в указанные сроки.
24	Отсутствие связи с удалённым ИКТ-сервисом	Высокая	Репутация, Финансовые показатели	2	ИТ-специалист подразделения	Требуется унифицированное программное обеспечение от крупного вендора, сертифицированное для производственных нужд.
25	Повреждение данных в общедоступных файловых сетевых ресурсах	Высокая	Активы	2	ИТ-специалист ЦОД	Требуется отдельная физическая система хранения данных (СХД), рассчитанная исключительно на снятие резервных копий всех важных файловых ресурсов на ежедневной основе.
26	Повреждение данных в сети подразделения	Высокая	Активы	2	ИТ-специалист подразделения	Требуется отдельная физическая система хранения данных (СХД) для критических данных подразделения.

27	Компрометация пароля почтового ящика	Высокая	Репутация	2	Сотрудник Общества	Требуется обучение сотрудников правилам инф. безопасности и лицензионное программное обеспечение для развертывания системы двухфакторной аутентификации.
28	Несвоевременное получение информации от предприятий, входящих в структуру АО "Узбекнефтегаз"	Высокая	Репутация	2	Тухсанов Х.А.	Риск заключается в том, что финансовая отчетность компании, подготовленная в соответствии с МСФО может быть выпущена позже плановых дат при запоздалом получении необходимых данных от предприятий, финансовое состояние и результаты которых консолидируются в отчетности компании
29	Физический и моральный износ оборудования.	Высокая	Производственный процесс	2	Главный механик НПЗ	Физический и моральный износ оборудования в результате некачественного сырья и длительной эксплуатации может привести к неоднократным перебоям установок на НПЗ и остановам производственного процесса. Степень физического износа зависит от активности и сроков эксплуатации, неблагоприятного атмосферного воздействия, качества конструкций и материалов, использованных в производстве необоротных активов, условий эксплуатации, квалификации работников, в пользовании которых они находятся, регулярности и качества технического обслуживания. Для устранения данного риска необходимо пересмотреть качество используемого сырья на НПЗ и своевременно производить починку и замену неисправных деталей на установках НПЗ. Техническое переоснащение – замена физически и морально устаревшего оборудования на современное с целью автоматизации и механизации производственных процессов. Другими решениями могут являться реконструкция, модернизация, расширение производства или новое строительство

30	Неисправность технологического оборудования по переработке природного газа	Высокая	Производственный процесс	2 Руководители управлений (заводов) Периодический контроль оборудования и аварийного запаса МТР. Своевременное предоставление технических заданий и заявки на приобретение технологического оборудования. А. Рахманов Согласование и представление технических заданий в Департамент по закупкам для приобретения необходимого технологического оборудования. Также контроль за соблюдением соответствия оборудования требованиям технического задания. Ж. Багиров Принятие мер по заключению договоров на закупку необходимого технологического оборудования. Своевременная поставка заявленного оборудования. И. Обидов, Ж. Убайдуллаев Организация своевременного финансирования по заключенным договорам	Неисправность любого технологического оборудования приводит к аварийным остановкам, что негативно влияет на выполнение плана, на качество продукции.
----	--	-----------------------	---------------------------------	---	---

31	Срыв графиков финансирования инвестиционных проектов	Средняя	Производственный процесс, Финансовые показатели	2	Департамент экономики и планирования, Департамент финансов и казначейских операций	В результате уменьшения объемов поступлений от реализации продуктов нефти и газа и отсутствия альтернативных источников финансирования, могут возникнуть трудности с финансированием инвестиционных проектов, что может привести к срыву реализации инвестиционных проектов и государственных программ по увеличению добычи углеводородного сырья
32	Несвоевременная выплата налогов и кредитов	Средняя	Финансовые показатели, репутация	2	Департамент финансов и казначейских операций, Департамент бухгалтерского учета и корпоративной отчетности	В результате уменьшения объемов поступлений от реализации продуктов нефти и газа, могут возникнуть трудности с уплатой налогов, что, в конечном итоге, может привести к срыву выполнения бюджетных параметров в Республике
33	Увеличение сверхнормативных потерь и хищений	Средняя	финансовые показатели	2	ответственные исполнители на местах	Увеличение прочих производственных затрат
34	Смены сотрудников (программист)	Средняя	Репутация	2	Руководитель	Смены сотрудников, когда проект покидают ключевые сотрудники, которые максимально владеют информацией.
35	Нарушение закона об авторском праве	Средняя	Репутация	2	Программист ИС	Нарушение закона об авторском праве могут возникнуть при использовании разработчиками без ведома проектного менеджера чужого исходного кода, алгоритма или библиотеки, которые защищены законом об авторском праве.
36	Невыполнение геолого-технических мероприятий по увеличению добычи углеводородов	Средняя	Производственный процесс	2	Подрядные организации, начальники, нефтегазодобывающих управлений, департамент разработки месторождений и департамент добычи углеводородов	В случае невыполнения геолого-технических мероприятий со стороны подрядных организаций и ослабленного контроля со стороны специалистов АО "Узбекнефтегаз" приводит к риск невыполнения утвержденного задания по добыче углеводородов и обеспечения нужд народного хозяйства республики.

37	Несвоевременное выделение денежных средств для выполнения мероприятий на скважинах	Средняя	Производственный процесс	2	Ашуров У.М., (департамент финансов и казначейских операций)	Несвоевременное выделение денежных средств на приобретение МТР и услуг приводит к риску снижения качества выполняемых работ, невыполнению утвержденного задания по добыче углеводородов и остановке производственных процессов.
38	Риск, связанный с ухудшением деловой репутации из-за пониженной коммуникабельности среди сотрудников предприятия	Средняя	Репутация	2	Директор НПЗ	Ухудшение имиджа организации на основе таких ценностей, как порядочность, честность ответственность, внимательность. Неотъемлемой частью является обмен информации и консультирования соответствующих лиц, относящихся к различным подразделениям.
39	Изменение климата и экологические проблемы.	Средняя	Производственный процесс, Финансовые показатели	2	Директор НПЗ	Эффект глобального потепления сказывается на понижении в объемах добычи и потребления природного газа, который используется для производства тепла. Однако при использовании газа для электроэнергии наоборот может повысить спрос на природный газ в летнее время. Климатическое воздействие не линейно и не всегда приводит к сокращению потребности в ресурсах — например, кондиционирование помещений в летнее время в условиях потепления ведет к повышению расхода электроэнергии. Снижение потребления природного газа в теплоснабжении отчасти может компенсироваться ростом потребления в электроэнергетике. Экологические проблемы сказываются на инфраструктуре производства, увеличивая рост доли трудно извлекаемых запасов, вовлекая увеличение финансовых ресурсов на реализацию нефтепродуктов на НПЗ.
40	Отсутствие химических реагентов в процессе добычи и переработки природного газа	Средняя	Производственный процесс	2	Руководители управлений (заводов) Своевременное предоставление технических заданий и заявок на приобретение химических реагентов. А. Рахманов Согласование и представление технических заданий в Департамент по закупкам для приобретения необходимых химических реагентов. Ж. Багиров Принятие мер по заключению договоров на закупку необходимых	Несвоевременная поставка химических реагентов может привести к неустойчивой работе или износу оборудования, несоблюдению требуемого качества газа, поставляемого потребителям. Нарушение технологического процесса

					химических реагентов. Своевременное поставка заявленного МТР И. Обидов, Ж. Убайдуллаев Организация своевременного финансирования по заключенным договорам	
41	Несвоевременная поставка оборудования в рамках реализации инвестиционных проектов	Средняя	Финансовые показатели (показатели освоения)	2	Департамент по закупам	Срыв срока своевременного ввода в эксплуатацию инвестиционных проектов в соответствии с утвержденными графиками.
42	Длительное проведение строительно-монтажных работ в рамках реализации инвестиционных проектов	Средняя	Финансовые показатели (показатели освоения)	2	Департамент капитального строительства и ремонта	Срыв срока своевременного ввода в эксплуатацию инвестиционных проектов в соответствии с утвержденными графиками.
43	Нарушение порядка и срока раскрытия информации	Средняя	Репутация	2	1. Ответственные структурные подразделения Общества 2. Департамент корпоративных отношений и управления активами	Не раскрытие информации, подлежащей обязательному раскрытию в соответствии с законодательством (отчеты, существенные факты и прочее) или ее раскрытие с нарушением срока, в связи с несвоевременным представлением Департаменту корпоративных отношений и управления активами со стороны структурных подразделений АО «Узбекнефтегаз»

Приложение 13

План мероприятий Общества по охране окружающей среды и экологии на 2022 год

№	Мероприятия	Механизмы реализации	Срок исполнения	Ожидаемый результат	Источник финансирования	Ответственные исполнители
Охрана водных ресурсов						
1.	Текущий ремонт очистных сооружений промышленных и бытовые стоков Мубарекского ГПЗ.	Составление дефектного акта для проведения текущий ремонта механической и биологической очистки сточных вод. Разработка технических условий на МТР, заключение договоров, закупка и ремонт оборудования.	2022г. III-квартал	Предотвращение сброса неочищенных сточных вод на рельеф местности.	Собственные средства управление	Мубарекский газоперерабатывающий завод (Шамсиев)
2.	Обратная закачка в пласт промышленных стоков.	Разработка технического задания. Согласно техническому заданию разработка экологических ПЗВОС и ЗЭП нормативов и проведение экологического экспертизы в соответствии с постановлением Кабинета Министров №541 от 7 сентября 2020 года. Разработка технических условий на МТР, заключение договоров и закупка оборудования.	2022-2023гг.	Предупреждение загрязнения земель за счет утилизации пластовых вод.	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений
3.	Экономия водных ресурсов за счет возврата в систему пара низкого давления и образующегося конденсата, образующегося в устройстве извлечения серы “Шуртанского газо-химического комплекса.	Разработка технического задания и поставка МТР.	2022г. IV-квартал	Рациональное использование водных ресурсов.	ООО “Шуртан ГХК”	ООО «Шуртан ГХК» (Асланов)
4.	Повторное использование парового конденсата, экономия природных ресурсов	Использование низконапорного парового конденсата на собственные нужды.	2022г. IV-квартал	Рациональное использование водных ресурсов.	ООО “Шуртан ГХК”	ООО «Шуртан ГХК» (Асланов)
5.	Капитальный ремонт очистных сооружений механической очистки сточных вод мощностью 100 м3/год, ООО “Чинабадской нефтебазы”	Составление дефектного акта для проведения ремонта станции механической очистки сточных вод, разработка технического задания, строительство механических отстойников и ремонт внутренних сетей.	2022-2023гг.	Повышение эффективности очистки сточных вод, сбрасываемых в канализационную сеть.	Собственные средства	ООО “Чинабадская нефтебаза” (Муржанов)
6.	Разработка проектов ПДС для объектов АО “Узбекнефтегаз”.	Разработка экологических нормативов по сбросам сточных вод и проведение экологического экспертизы в	2022г.	Рациональное использование водных ресурсов.	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений и подразделений

№	Мероприятия	Механизмы реализации	Срок исполнения	Ожидаемый результат	Источник финансирования	Ответственные исполнители
		соответствии с постановлением Кабинета Министров №541 от 7 сентября 2020 года.				
Охрана атмосферного воздуха						
7.	Компенсация выбывающих мощностей установки получения серы на Мубарекский ГПЗ.	Определение источников финансирования проекта и привлечение необходимых иностранных займов. Строительство и ввод эксплуатацию.	2022-2023 гг.	Коэффициент конверсии производства серы увеличится на 8-10%, а выбросы диоксида серы SO ₂ сократятся на 5-6 тыс.тонн	Инвестиция иностранных банков/Собственные средства предприятия	Мубарекский газоперерабатывающий завод (Шамсиев)
8.	Реконструкция блока СОУ №10 с переводом на экологические установки Мубарекского ГПЗ (очистка серосодержащих кислых газов).	Проведение совместных исследований с АО «УзЛТИнефтегаз» и разработка соответствующей технической документации. Проведение ремонтных работ и пуск установки.	2022г.	Сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу путем очистки малосернистого кислого газа выбрасываемого на факел объемом 86 млн.м ³ /в год и получение 5-6 тыс.тн/в год серы.	Собственные средства предприятия	Мубарекский газоперерабатывающий завод (Шамсиев)
9.	Улучшение процесса улавливания серосодержащих газов с отходящих кислых газов на установках получения серы.	Ремонт и замена катализаторов на установках получения серы.	2022г.	Сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу путем улучшения очистки кислого газа	АО «Узбекнефтегаз»	Руководители управлений и подразделений
10.	Улучшение очистки серосодержащих газов с отходящих кислых газов на установках получения серы.	Замена печи П-1 и ремонт сероуловителя Е-2 на установке получения серы.	2022г.	Сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу путем улучшения очистки кислого газа	АО «Узбекнефтегаз»	Шуртанское нефтегазо добывающее управление (Жабборов)
11.	Смягчение негативного воздействия на атмосферный воздух.	Замена устаревших факельных оголовников на факельных установках.	2022г.	Предупреждение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	АО «Узбекнефтегаз»	Руководители управлений и подразделений
12.	Поэтапное внедрение автоматизированного системного анализа воздействий на окружающую	Разработка технических задания и конкурсной документации для автоматического стационарного	2022-2025 гг.	Автоматическое ведение мониторинга атмосферного воздуха	АО «Узбекнефтегаз»	Руководители управлений и подразделений

№	Мероприятия	Механизмы реализации	Срок исполнения	Ожидаемый результат	Источник финансирования	Ответственные исполнители
	среду производственных объектов.	газоанализатора. Размещение на сайт закуп <i>xarid.uz</i> технического задания, тендерной документации и объявления о покупке новых автоматических стационарных газоанализаторов. Заключение договора с наиболее подходящим производителем или поставщиком и закуп анализаторов в соответствии с технического задания.		на территории предприятий.		
13.	Перевод автотранспортных средств на ГБО.	Снижение объема выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от передвижных источников.	2022г.	Снижение объема выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений и подразделений
14.	Разработка проектов ПДВ для объектов АО “Узбекнефтегаз”.	Разработка экологических нормативов по выбросам в атмосферу и проведение экологического экспертизы в соответствии с постановлением Кабинета Министров №541 от 7 сентября 2020 года.	2022г.	Экологический контроль за воздействием на окружающую среду.	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений и подразделений
15.	Производство экологических видов топлива в количестве 1522,6 тыс.тн/год синтетического жидкого топлива в соответствии стандартам 4,5 евро, в том числе: керосин - 307,3 тыс.тн., дизельное топливо – 724,6 тыс.тн., нефть – 437,3 тыс.тн и сжиженный газ -53,4.	Пуск в эксплуатацию проекта «Производство синтетического жидкого топлива (GTL) на базе очищенного метана Шуртанского ГХК».	2022г.	Снижение объема выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с автотранспортных средств.	ООО “UzbekistanGTL”	ООО «UzbekistanGTL» (Абдурасулов)
Охрана земельных ресурсов						
16.	Демеркуризация опасных отходов I-категории.	Сдача отработанных люминесцентных ламп на демеркуризацию.	2022г.	Предупреждение выбросов токсичных веществ I кл. опасности в атмосферу и загрязнения почвы	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений и подразделений
17.	Сдача на вторичное использование отходов производства.	Заключение договора и сдача в установленном порядке отходов производства	2022г.	Предупреждение выбросов вредных веществ в атмосферу, предупреждение загрязнения почвы,	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений и подразделений

№	Мероприятия	Механизмы реализации	Срок исполнения	Ожидаемый результат	Источник финансирования	Ответственные исполнители
				вторичное использование		
18.	Предупреждения загрязнения плодородного слоя почвы.	Рекультивация земель, восстановление нарушенных земель.	2022г.	Восстановление плодородного слоя почвы	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений и подразделений
19.	Сдача бытовых отходов	Заключение договора и сдача в установленном порядке бытовых отходов.	2022г.	Улучшение состояния окружающей среды в зоне действия объектов	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений и подразделений
20.	Продление срока действия экологических сертификатов на отходы	Заключение договора и проведение сертификации отходов производства.	2022г.	Ведение государственного учета и контроля в сфере обращения с отходами.	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений и подразделений
21.	Разработка проектов ПДО для объектов АО “Узбекнефтегаз”.	Разработка экологических нормативов образования и размещение отходов и проведение экологической экспертизы в соответствии с постановлением Кабинета Министров №541 от 7 сентября 2020 года.	2022г.	Ведение учета и контроля в обращении с отходами.	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений и подразделений
Предупреждения негативного воздействия производства на окружающую среду и местное население						
22.	Ведение учета состояния атмосферного воздуха	Проведение мониторинга по атмосферному воздуху	2022г.	Контроль за выбросами вредных веществ в атмосферу	Управления и подразделения	Руководители управлений и подразделений
23.	Ведение учета состояния по сбросам сточных вод	Проведение мониторинга очистных сооружений и канализации в соответствии экологических нормативов	2022г.	Предотвращается воздействие промышленных и бытовых сточных вод на окружающую среду.	Управления и подразделения	Руководители управлений и подразделений
Рациональное использование природных ресурсов						
24.	Оснащение установками возобновляемых источников энергии.	Установка солнечных фотоэлектрических панелей и водонагревателей на предприятиях АО “Узбекнефтегаз”.	2022г.	Рациональное использование природных ресурсов	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений и подразделений
25.	Оснащение энергоэффективным и энергосберегающим оборудованием и улучшение тепловой защиты.	Модернизация и реконструкция устаревшего оборудования на предприятиях АО “Узбекнефтегаз”.	2022г.	Снижение объема выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений и подразделений

№	Мероприятия	Механизмы реализации	Срок исполнения	Ожидаемый результат	Источник финансирования	Ответственные исполнители
26.	Экономия водных ресурсов при орошении и полива лесных насаждений.	Внедрение системы капельного орошения для полива лесных насаждений	2022г.	Рациональное использование водных ресурсов	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений и подразделений
Предупреждение воздействий на окружающую среду						
27.	Компенсация негативного воздействия на окружающую среду.	Озеленение санитарно-защитной зоны и территории производственных объектов.	2022г.	Создание санитарно защитных зон на объектах.	АО “Узбекнефтегаз”	Руководители управлений и подразделений