

О состоянии нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан

В соответствии с распоряжением Президента Республики Узбекистан от 14.11.2019 г. № Ф-5517, Рабочей группой проанализирована ситуация в сфере добычи, переработки, транспортировки и реализации нефтегазовой продукции, финансово-хозяйственной и инвестиционной деятельности, импортно-экспортных операций, а также организационно-управленческая структура.

В результате, выявлен ряд существенных проблем и грубых нарушений, препятствующих устойчивому развитию нефтегазовой отрасли и идущих в разрез интересам государства.

I. Состояние сырьевой базы углеводородов

По состоянию на 01.01.2019 г. на государственном балансе числятся **270** месторождений углеводородов с остаточными запасами категории АВС₁, в том числе –

1,878 трлн куб. м природного газа (АО «Узбекнефтегаз» – 1,070 трлн куб. м, предприятия с иностранным капиталом – 0,808 трлн куб. м);

77,8 млн тонн газового конденсата (47,486 млн тонн / 21,1 млн тонн);

75,5 млн тонн нефти.

Анализ сырьевой базы углеводородов показывает ухудшение структуры запасов, обусловленное следующими причинами:

добыча порядка **37,2 %** природного газа осуществляется на месторождениях, с выработанными на **80 %** запасами (Шуртан, Зеварды, Алан, Памук, Денгизкуль, Самантепе, Южная Тандырча и Южный Кемачи);

в 2017-2019 гг. введено только **25** месторождений с мелкими запасами, что обусловлено высокой изученностью основных нефтегазоносных регионов на глубинах до 4 000 м;

прогнозируемые запасы на ранее открытых месторождениях не нашли своего подтверждения;

снизился приоритет геологоразведочных работ (к примеру, износ полевого геологоразведочного оборудования составляет **60 %**, промыслово-геофизического – **94 %** и бурового – **80 %**).

С 2014 г. по сентябрь 2019 г. прирост запасов природного газа составил **257,6 млрд куб. м**, жидких углеводородов – **17,2 млн тонн**.

Требуется уточнение запасов нефтегазовых месторождений Подрифовый Кокдумалак, Чистон, Маржон, Феруза, Яккасарой, Арнияз, Янги Памук, Матонат, Карим, Янги Дарбоза, Шаркий Испанлы, Кумчук, Шеркент, Чилькувар, Мингбулак, Газли, Шода и др.

На месторождении Матонат пробурено 8 скважин, среднесуточный

дебит которых составляет 0,63 тонны нефти при проектных 6,29 тонн,
на Мингбулак – промышленный дебит отсутствует.

II. Состояние добычи углеводородов

В 2019 г. ожидаемый объем добычи природного газа составит **60,7 млрд куб. м**, газового конденсата – **2,248 млн тонн** и нефти – **0,701 млн тонн**, из которых:

АО «Узбекнефтегаз»: **38,3 млрд куб. м** (63,2 %) газа (с учетом компании «Epsilon» – 500 млн куб. м), **1,462 млн тонн** (65 %) конденсата и **0,7 млн тонн** (99,9 %) нефти;

предприятиями с иностранным капиталом: **22,4 млрд куб. м** (36,8 %) газа, **0,786 млн тонн** (35 %) конденсата и **0,001 млн тонн** (0,1%) нефти.

Добыча природного газа

При выполнении прогнозных параметров, в 2019 г. по сравнению с 2014 г. объем добычи природного газа увеличится на **6,61 млрд куб. м** (+12,6 %). Между тем, доля АО «Узбекнефтегаз» в годовом объеме снизится с 47,7 до 38,3 млрд куб. м (–19,5 %).

В 2014-2019 гг. объем добычи газа из имеющихся 8 крупных месторождений АО «Узбекнефтегаз» (Шуртан, Зеварды, Алан, Памук, Денгизкуль, Самантепе, Южная Тандырча и Южный Кемачи) снизился с **31,5 до 22,5 млрд куб. м**.

В указанный период добыча газового конденсата увеличилась на **412,9 тыс. тн** (+18 %). Этот параметр, достигнут за счет увеличения объемов добычи предприятиями с иностранным капиталом с **249,1 до 786 тыс. тн** (+215 %), тогда как у АО «Узбекнефтегаз» имело место снижение с **1 586 до 1 462 тыс. тонн** (–8 %).

По имеющимся оценкам, основное снижение параметров снижения добычи газа приходится на 2017-2019 гг., что, помимо естественных причин, связано с:

недостаточной работой над эксплуатационным фондом скважин (простой, аварийные остановки, ожидание капремонта и поставок материально-технических ресурсов, несоблюдение технологических режимов и т.д.);

несвоевременным и некачественным выполнением геолого-технических мероприятий.

Кроме того, снижение пластового давления ухудшает процесс промысловой подготовки газа, вследствие чего сокращаются объемы его транспортировки до газоперерабатывающих комплексов.

В 2019 г. ожидаемые собственные производственно-технические нужды и технологические потери (СНиП) составят **5,9 млрд куб. м** и газлифтная добыча нефти – **4,2 млрд куб. м** (всего **10,1 млрд куб. м**).

отчуждения прибыльных активов по заниженной стоимости под видом их убыточности и т.д.

Также, одним из факторов увеличения себестоимости (расходы амортизации) производимой нефтегазовой продукции является высокая стоимость объемов работ и услуг по Программе по увеличению добычи углеводородного сырья на 2017-2021 гг.

Если в период 2015-2017 гг. амортизационные расходы в себестоимости добычи газа находились в стабильном состоянии (2015 г. – 408 млрд сум, 2016 г. – 504 млрд сум, 2017 г. – 637 млрд сум), то с 2018 г. они резко возросли (2018 г. – 1,2 трлн сум, 2019 г. – ожидается 2 трлн сум) в среднем в **2,8 раза**.

Данное обстоятельство оказало существенное влияние на увеличение цены конечной продукции.

Следует отметить, что АО «Узбекнефтегаз» предоставлены существенные льготы и преференции в виде снижения ставок налогов на недра по жидким углеводородам с **20 до 15 %** и газу с **30 до 15 %**.

При относительно равных условиях, в сравнении с 2017 г., в 2018 г. себестоимость продукции отрасли возросла в **1,6 раза**, расходы периода в **2,5 раза**, что обусловлено приобретением газа у предприятий с иностранным капиталом в среднем по **110 долл./тыс. куб. м** и его реализацией на внутренний рынок в эквиваленте по **41 долл./тыс. куб. м**, а также увеличением затрат, связанных с прочими операционными расходами.

По состоянию на 01.11.2019 г. дебиторская задолженность АО «Узбекнефтегаз», без учета АО «Узтрансгаз», составила **7,9 трлн сум** при наличии кредиторской задолженности **4,1 трлн сум**, в том числе перед госбюджетом **0,280 трлн сум**.

Наряду с этим, камеральным изучением финансовой и налоговой отчетности выявлен факт не исчисленных налогов ООО «Мубарекнефтегаз», «Шуртаннефтегаз», «Устюртгаз», «Газлинефтегаздобыча» и «Андижаннефть» в период с 2014 г. по сентябрь 2019 г. в размере **361,1 млрд сум**.

По итогам 2014 г. портфель долговых обязательств АО «Узбекнефтегаз» составлял **1,162 млрд долл.**, по состоянию на 25.12.2019 г. – **3,7 млрд долл.** (рост – **3,2 раза**), из которых под госгарантию – **1,5 млрд долл.**

ФРРУ – 1 958 млн долл., Государственный банк развития Китая – 735,8 млн долл., Эксимбанк Кореи – 438 млн долл., Газпромбанк – 226,1 млн долл., Фонд шелкового пути – 246 млн долл., Росэксимбанк – 23 млн долл., НБУ – 9,7 млн долл., МАР – 4,3 млн долл. и Хамкорбанк – 2,2 млн долл.

С учетом потребности в финансовых ресурсах на реализуемые инвестиционные проекты, долговая нагрузка достигнет пиковых

(критических) значений в 2020 г. и составит **6,274 млрд долл.** (рост в сравнении с 2019 г. – **1,7 раза**), в том числе под госгарантию – **3,258 млрд долл.**

На фоне текущей финансовой несостоятельности отрасли и неподтверждения прогнозных объемов добычи углеводородов, привлечение крупных объемов кредитов может привести к банкротству нефтегазовых предприятий республики.

Между тем, по состоянию на 01.12.2019 г. на остатки средств АО «Узбекнефтегаз» на банковских счетах составили в эквиваленте **241,6 млрд сум**, из них в:

– АКБ «Узпромстройбанк» – 39 млрд сум, 5,3 млн долл., 258,6 тыс. евро и 1,4 тыс. фунтов;

– ЧАКБ «Ориент Финанс Банк» – 59,4 млрд сум и 8,3 млн долл.;

*Средства в национальной валюте, поступившие 22.10.2019 г. на счета в ОФБ, не используются более **40 дней**.*

– УзКДБ банк – 7,248 млн юаней и 53,5 тыс. долл.

Руководство АО «Узбекнефтегаз» и «Узтрансгаз» систематически размещало (отвлекало) свободные средства на депозитные счета под **0,5 %** годовых вместо среднерыночных **4,3 %**, в то время как имелась острая нужда в финансировании производственных целей.

В данном случае свободные средства образовывались в результате неправильного планирования и искусственного сдерживания расходов (создан забюрократизированный механизм согласования и выделения средств на закупки).

Следует отметить, что со ссылкой на дефицит средств, не финансируется обеспечение экипировкой, средствами индивидуальной защиты, оплата компенсации за вредность и т.д., вследствие чего производственный персонал зачастую осуществляет свою деятельность в условиях нарушения техники безопасности, противопожарной безопасности, санитарных норм.

Кроме того, из-за несвоевременного выделения средств на погашение бюджетной ссуды, привлеченной на финансирование импорта сырья, Минфином начислены пени в размере 56,8 млрд.сум.

При этом, за размещение депозитов в коммерческие банки АО «Узбекнефтегаз» получило выгоду в **28,2 тыс. долл.**, тогда как имелась возможность **242,5 тыс. долл.**, а «Узтрансгаз» – **62,8 тыс. долл.**, вместо возможных **540,6 тыс. долл.** или **8,6 раза** меньше (упущенная прибыль – эквивалентно более **6,5 млрд сум**).

К тому же, в результате таких действий, АО «Узтрансгаз» просрочило перевод средств предприятиям с иностранным капиталом, за что в 2018 г. ими применены штрафные санкции в размере

86,6 тыс. долл., что превышает сумму доходов, полученных от процентов по депозиту.

Х. Закуп товаров и услуг

Анализ системы материально-технического обеспечения АО «Узбекнефтегаз» и АО «Узтрансгаз» и их подведомственных предприятий показал целый ряд системных недостатков:

отсутствие единой системы учета и планирования необходимой потребности в товарно-материальных ценностях и осуществления закупки, исходя из реальной потребности;

не налажен единый учет остатков товарно-материальных ценностей на складах, вследствие чего имеются случаи повторного приобретения уже имеющихся на складах одних и тех же товарно-материальных ценностей и накопления неликвидных товаров на складах.

В частности, бухгалтерией АО «Узбекнефтегаз» налажен централизованный учет товарно-материальных ценностей только на **6** из **17** подведомственных организаций (по состоянию на 28.11.2019 г. хранятся товары на **606,1 млрд сум**, из них более **4** месяцев – на **389 млрд сум**).

Несмотря на наличие по состоянию на 01.08.2019 г. на складах **126** видов товаров на **21,3 млрд сум**, в августе-сентябре 2019 г. повторно закуплены аналогичные товары на **3,1 млрд сум**.

На складах АО «Узтрансгаз» и его подведомственных предприятий хранятся товары на **155,9 млрд сум**, из них более **5 лет** – на **79,3 млрд сум (50 %)**.

На таможенных складах длительное время хранятся импортированные со стороны АО «Узбекнефтегаз» и «Узтрансгаз» товары на **27,5 млн долл.**, которые морально и физически устарели. Расходы на хранение имущества АО «Узтрансгаз», поставленного в 2011 г., превысили **2,1 млрд сум**.

На таможенных складах с 2016 г. находятся адсорбер ООО «Шуртаннефтегаз» стоимостью **3,9 млн долл.**, с 2018 г. товары СП ООО «Uz-Kor Gas Chemical» на **567,9 тыс. долл.**

Во избежание обязательной экспертизы по одинаковым видам товаров, заключены контракты на **70,5 млрд сум**, с дроблением их на части. К примеру, ООО «Газлинефтегаздобыча» разделило контракт стоимостью **11,5 млрд сум** на **146** частей.

Конкурсы на закуп товарно-материальных ценностей проводятся формально. Например, в ноябре 2019 г. АО «Узтрансгаз» оформило контракт на приобретение офисной мебели на сумму **232,2 млн сум** за несколько дней до официального объявления конкурса.

Допускается проведение конкурсов с участием формальных претендентов. В проведенном в ноябре 2019 г. со стороны АО «Узтрансгаз» конкурсе участвовали аффилированные между собой участники.

Контракты на закупку товаров и услуг заключаются с компаниями, не участвовавшими в конкурсе:

в октябре 2018 г. ООО «Нефтегазинвест» оформлен договор на импорт трубной продукции стоимостью **15,6 млн долл.** с «Shanghai Hilong Drill Pipe» вместо победителя конкурса – «Hilong International Business» (оба КНР).

в июне 2018 г. ООО «Нефтегазинвест» заключен контракт на приобретение химического реагента «диэтиленгликоль» на **637,8 тыс. долл.** с не участвовавшим в конкурсе ПАО «Сибур-Холдинг» (победитель – ООО «Бесед», оба РФ);

в октябре 2019 г. АО «Узтрансгаз» закупило программное обеспечение на **400 млн сум** у ЧП «Ishtixon Dastur Servis», не участвовавшим в конкурсе (имелись предложения от ЧП «Best-Intellekt-Soft» и «Standart Soft Models»).

Экспортно-импортные контракты

Выборочный анализ экспортно-импортных контрактов по товарам и услугам показал следующее:

1. В связи с ограниченностью сроков и неполноценным предоставлением запрошенных документов, комплексно изучена обоснованность затрат на приобретение товаров и услуг только по валютной части I этапа проекта «Программа по увеличению добычи углеводородов на 2017-2021 гг.».

Общая сумма данного проекта составляет **1,172 млрд долл.** и **2,11 трлн сум**, из них по состоянию на 15.11.2019 г. оплачено **1,002 млрд долл.** и **1,131 трлн сум**, соответственно.

Генподрядчиком – компанией «**Eriell Oilfield Services Middle East DMCC**» (ОАЭ) стоимость оказанных услуг (бурение и капремонт скважин) и поставленных товаров завышена на **416,4 млн долл.** (**41 %** от оплаченной суммы) и **7,9 млрд сум** (изучены документы только АО «Андижаннефть»).

При этом, в качестве субподрядчиков нанимаются предприятия АО «Узбекнефтегаз», которые выполняют бурение и капремонт скважин по ценам ниже стоимости, приведенной в ЕРС-контракте.

2. По предложению АО «Узбекнефтегаз», в 2016-2019 гг. **91** газоперекачивающий и дожимной компрессорный агрегаты АО «Узтрансгаз» и АО «Узнефтегаздобыча» переданы компании «**C.E. Civil Engines**» (Кипр) для ремонта и модернизации на общую сумму **133,2 млн долл.**

06.03.2017 г. принято распоряжение Кабинета Министров № 220-Ф, предусматривающее заключение с «С.Е. Civil Engines» **23** прямых контрактов на **157,4 млн долл.**

Из них **26** агрегатов возвращены с задержкой в среднем на **270** дней (по контракту – до 100 дней), что привело к упущению добычи **11,3 млрд куб. м.** Не возвращены с ремонта **11** и не работают после ремонта **5.** При этом, вышедший из строя в период гарантии агрегат повторно отремонтирован за дополнительную плату в размере **248,3 тыс. долл.**

К тому же, при средней стоимости услуги по ремонту на заводе «КЭР Холдинг» (РФ) в **920 тыс. долл.,** «С.Е. Civil Engines» получило за свои услуги **1,8-2,7 млн долл.**

3. В период 2018-2019 гг. Бухарским и Ферганским нефтеперерабатывающими заводами по контрактам с посредническими компаниями «Pinolio» (Сингапур) и другие допущено расчетное завышение стоимости импортного газойля на **68,8 млн долл.**

3. СП ООО «Natural Gas-Stream» экспортирует приобретенный у Мубарекского ГПЗ (предусмотрен для внутреннего рынка) газ по декларированной (в последующем установленной) цене, получая выручку в **6-22** раза больше покупной стоимости.

Изначально в 2017 г. газ приобретался по **9 долл./тыс. куб. м** (на тот момент продажа газа для внутреннего рынка составляла в эквиваленте **31,5 долл./тыс. куб. м**) и экспортировался по **180 долл./тыс. куб. м** (декларированная цена), а затем в 2018г. приобретался по **35 долл./тыс. куб. м** и экспортировался по **200 долл./тыс. куб. м.**

Вырученные средства, в основном, расходуются на операционные расходы и погашение кредитов «Газпромбанка», полученных под деятельность «Eriell». Как следствие, деятельность «Natural Gas-Stream» фактически не создает дополнительную прибыль или ресурс, а образует убыток АО «Узбекнефтегаз».

В целях восполнения указанных объемов, на фоне необеспеченности прироста объемов добычи, АО «Узтрансгаз» был вынужден отбирать газ у **ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани», СП ООО «Uz-Kor Gas Chemical»** и др., что привело к текущей задолженности перед ними в размере порядка **1,012 млрд долл.** (за счет бюджетных ссуд ранее было погашено **0,353 млрд долл.,** взятых под 4,5-6,5 % годовых).

4. Для СП ООО «Natural Gas-Stream» компанией «Eriell» пробурено **16** скважин с привлечением предприятий АО «Узбекнефтегаз» на сумму **116,7 млн долл.** При осуществлении указанных работ собственными силами, стоимость составила бы порядка **31,9 млн долл.** (разница – **84,7 млн долл.**).

Следует отметить, что контракты заключались в соответствии с принятыми актами Президента Республики Узбекистан и Кабинета Министров, внесенных со стороны АО «Узбекнефтегаз» и Минэнерго на основании недостоверных данных, в интересах отдельных инокомпаний, и путем введения в заблуждение.

Аналогичным образом утверждались отдельные инвестиционные проекты.

XI. Инвестиционные проекты

В нефтегазовой отрасли республики имеется **35** реализуемых и перспективных инвестиционных проектов на **39,784 млрд долл.**

В настоящее время реализуются **20** инвестпроектов на **29,219 млрд долл.**, из которых по состоянию на 01.12.2019 г. реализуются согласно графику – **6**, отстают – **11**, приостановлен – **1** и практически не начат – **2**.

Реализуемые проекты

Имеются проблемы по следующим **17** реализуемым проектам на общую сумму **24,585 млрд долл.:**

1. «Производство синтетического жидкого топлива (GTL) на базе очищенного метана Шуртанского ГХК».

Стоимость – 3,611 млрд долл., срок – 2022 г., генподрядчик – консорциум в составе «Hyundai» (Ю. Корея) и «Enter Engineering» («Enter», Сингапур).

Согласно расчетам проекта, ежегодная потребность завода GTL в газе составляет **3,6 млрд куб. м**, тогда как Шуртанский ГХК может поставлять **3,4 млрд куб. м**. Нехватка **200 млн куб. м** газа не позволит обеспечить полную загрузку завода.

*По имеющимся данным, в разработанном в 2016 г. ТЭО проекта имелись факты завышения на более чем **1 млрд долл.** К примеру, заложена реконструкция автодороги «Шепте-Бейнау» на территории Казахстана на 220 млн долл., построенная в декабре 2015 г. в рамках модернизации Талимарджанской ТЭС.*

Учитывая, что строительство ведется на условиях параллельного проектирования, по результатам возведения объекта необходимо проведение аудита фактических затрат.

С компанией **«Air Products»** (США) прорабатывается «непрозрачная» схема финансирования поставки и установки оборудования под обязательства АО «Узбекнефтегаз», в том числе по гарантированному закупу выпускаемой продукции внутри завода.

2. «Расширение производственной мощности ООО «Шуртанский ГХК».

Стоимость – 1,46 млрд долл., срок – 2021 г., генподрядчик – компания «Enter».

В нынешних условиях (недостаточная сырьевая база, переизбыток и низкая стоимость вырабатываемой продукции, в том числе в сопредельных государствах) реализация проекта нерентабельна.

С «Enter» заключен контракт на **1,34 млрд долл.**, без учета финансовых издержек, расходов заказчика и других непредвиденных расходов (в среднем **450 млн долл.**), что приведет к увеличению стоимости проекта и ухудшению его финансово-экономических показателей.

Не определены источники финансирования на сумму **1,1 млрд долл. (75 %)**.

По имеющимся данным, по данному проекту имелось негативное заключение о нецелесообразности проекта со стороны независимых экспертов, на которые несколько раз организовались психологические давки представителей «Газпромбанка», Министерства энергетики Республики Узбекистан, и московского офиса компании «Honeywell/UOP», так как компания имеет свой интерес в поставках оборудования.

Отставание от установленных сроков реализации проекта негативно отразится на финансово-экономических показателях проекта «Производство синтетического жидкого топлива (GTL) на базе очищенного метана Шуртанского ГХК» (ввод запланирован на 2020 г.), так как на вводимых мощностях предусмотрена переработка «нафты» с завода «GTL».

По аналогии с проектом по GTL, с компанией «Air Products» прорабатывается «серая» схема финансирования проекта.

Также по проекту отсутствует ресурсная база. При обеспечении завода ресурсами на внутреннем рынке появится дефицит или АО «Узбекнефтегаз» себе в ущерб будет вынужден закупать газ «Лукойла» по экспортной цене.

3. «Модернизация установок УППБС – 3/1, 2, 5 на ООО «Шуртаннефтегаз».

Стоимость – 49 млн долл., срок – 2017-2019 гг.

Отсутствуют источники финансирования проекта. Требуется пересмотр проекта исходя из наличия ресурсной базы.

4. «Доразведка и разработка месторождения «Мустакилликнинг 25 йиллиги» со строительством газохимического комплекса в Сурхандарьинской области на условиях СРП».

Стоимость – 5,8 млрд долл., срок – 2017-2052 гг., генподрядчик в части разработки месторождения – компания «Eriell Oilfield Services Middle East» (ОАЭ), строительства объектов инфраструктуры – «Enter».

Учредителем оператора проекта – **ИП ООО «Surhan Gas Chemical Operating Company»** является офшорная фирма **«Surhan Investments Limited»** (Гонконг), на которую также оформлена доля узбекской стороны, что не позволит вести прозрачную финансовую деятельность и оценить вклад иностранных учредителей.

В рамках СРП узбекская сторона не менее чем через **10 лет** будет получать **10 %** от прибыльной продукции, что не отвечает интересам государства.

Учитывая, что возведение внешней инфраструктуры будет осуществлено за счет прибыльной продукции государства (10 %) от проекта, получение государством какой-либо выгоды от проекта видится маловероятным.

К тому же, несмотря на неподтвержденность извлекаемых запасов месторождения, в первую очередь, планируется строительство газоперерабатывающего завода.

При этом, в СРП предусмотрено возложение на государство обязательства по экспорту газа на условиях «бери или плати».

Согласно графику, в 2019 г. ожидается освоение запланированных **250 млн долл.**

5. «Программа по увеличению добычи углеводородного сырья на 2017-2021 гг.» (разделена на 2 этапа).

Общая стоимость – **3,907 млрд долл.**, срок – 2017-2021 г., оператор – **СП ООО «Natural Gas-Stream»**, генподрядчики – компании **«Eriell»** (ОАЭ), **«Eriell»** (Австрия) и **«Enter»**.

Генподрядчиками в качестве субподрядчиков нанимаются предприятия АО «Узбекнефтегаз» для бурения и капитального ремонта скважин по ценам ниже, чем в контракте с генподрядчиком.

В 2017-2018 гг. в рамках Программы пробурено скважин **148** из **296** (**50 %**), осуществлен их капремонт – **169** из **328** (**51,5 %**) и обустройство – **1** из **14** (**7 %**). В 2019 г. выполнены **204** мероприятия планировавшихся на 2017-2018 гг.

По итогам I этапа Программы предусматривался прирост годового объема добычи природного газа на **6,356 млрд куб. м**, фактически этот показатель в 2018 г. составил **2,121 млрд куб. м** (**33 %** от прогноза), газового конденсата – **114,7 тыс. тонн**, фактически – **57,8 тыс. тонн** (**50,4 %**) и нефти – **75,5 тыс. тонн**, фактически – **60,2 тыс. тонн** (**80 %**).

На бурение **22** скважин, из которых не получен приток углеводородов, израсходовано **703 млрд сум**.

На капремонт **111** скважин израсходовано **23,1 млрд сум**, однако выход углеводородов из **66** скважин приостановился, а на **45** – снизился.

*На одной из таких скважин с приостановленной добычей газа ИП ООО «Epsilon Development Company» проведен капремонт и получен дебет в **30 тыс. куб. м/сутки**.*

В рамках Программы «Eriell» пробурены **283** скважины (общая стоимость – **1,16 млрд долл.**) по средней цене **1 418 долл./пг м**, в то время как АО «Узбурнефтегаз» пробурены **11** аналогичных скважин (**28,2 млн долл.**) по **950,7 долл./пг м**.

*В 2017-2019 гг. АО «Узбурнефтегаз» вне Программы бурило скважины по **690,1-751,3 долл. пг м**.*

Важно отметить, что выявлены ряд фактов, показывающие нарастание объемов дебета на скважинах в рамках программы, с параллельным снижением дебета на аналогичный объем на скважинах вне программы.

Выборочный анализ суточного дебита природного газа скважин месторождений Южный Кемачи, Самантепе, Тайлак, Алан и Шуртан за период 2016-2018 гг. свидетельствуют о возможном искажении отчетных данных.

К примеру, скважина № 156г месторождения Южный Кемачи на протяжении 6 месяцев 2018 г. имеет стабильный дебит в объеме 300 тыс куб. м/сутки. Аналогичная ситуация наблюдается и на месторождении Самантепе.

В условиях отсутствия расходомеров, определение дебитов скважин с точностью в 4 степени (после запятой до одной тысячной) является маловероятной.

В связи с этим, имеется вероятность искусственного приращения дебита скважин, пробуренных в рамках Программы, так как не получен промышленный приток из более чем 40 скважин (общая стоимость не менее 160 млн долл.).

Кроме этого, «Eriell» осуществлен капремонт **328** скважин (общая сумма **142,8 млрд сум**). Стоимость услуги по промывке одной скважины составила **80,9 млн сум** и восстановление **315,4 млн сум**, тогда как предприятиями АО «Узбекнефтегаз» аналогичная работа выполнялась за **30,5 млн сум** и **57,3 млн сум**, соответственно.

При этом, генподрядчик не исполнил условия по модернизации и доукомплектованию оборудованием субподрядчиков – подразделений АО «Узбекнефтегаз», которые фактически сами выполняли весь объем работ.

Кроме того:

по введенной в эксплуатацию дожимной компрессорной станции на месторождении «Самантепа» имеются незавершенные компанией «Enter» работы на **1,6 млн долл.**;

30 из 40 км построенного газопровода на месторождении Арслан (диаметр 530 мм, стоимостью **12,6 млн долл.** и **20,8 млрд сум**) не выдерживают испытательное давление.

Общая налоговая нагрузка генподрядчиков (с учетом льгот) не превышает **3 %**, тогда как субподрядчики (предприятия АО «Узбекнефтегаз»), выполняющие все работы «под ключ», оплачивают все налоги (**20-30 %**).

*Средняя налоговая нагрузка в проектах ПАО «ЛУКОЙЛ» – порядка **20 %**, ИП ООО «Epsilon Development Company» – **50 %**.*

6. «Проведение ГРП и разработка нефтегазовых месторождений на инвестиционных блоках Республики Узбекистан (Култук-Камашинский, Мубарекский, Сурханский, Ашибулакский и Коскудынский инвестиционные блоки)».

*Стоимость – **5,2 млрд долл.**, срок – 2023 г. Оператор – ИП ООО «Epsilon Development Company».*

Затягивается подписание Инвестиционного соглашения о правах и обязанностях сторон, искусственно создаются технические ограничения на прием газа и отгрузку продукции (дискриминация).

7. «Обустройство участка Ходжасаят газоконденсатного месторождения (ГКМ) Денгизкуль, ГКМ Ходжадавлат и ГКМ Шаркий Алат».

*Стоимость – **377,5 млн долл.**, срок – 2020 г. Оператор – СП ООО «New Silk Road Oil and Gas».*

По состоянию на 01.11.2019 г. добыто **540 млн куб. м** газа при задании **800 млн куб. м (65,7 %)**, конденсата **2,21 тыс. тонн** при задании **4,45 тыс. тонн (50 %)**.

Основная причина – пластовое давление составляет **14,3 МПа** вместо проектных **26,3 МПа**, из-за чего происходит недобор газа.

Невыполнение производственных показателей не позволит покрыть издержки и обеспечить окупаемость проекта.

В этой связи, в целях улучшения производственных показателей, СП ООО «New Silk Road Oil and Gas» планирует дополнительно получить месторождения Тегерменской группы (Тегермен, Западный Тегермен и Узуншор) в Каракульском инвестиционном блоке Бухара-Хивинского региона.

В 2016 г. в рамках проекта пробурено **11** скважин на общую сумму **52,2 млн долл.** При выполнении данных работ предприятиями АО «Узбекнефтегаз», стоимость объектов составила бы 24,3 млн долл. (разница – **27,9 млн долл.**).

8. «Проведение геологоразведочных работ на инвестиционных блоках Сечанкуль, Акджар и Чимбай, а также разработка месторождения Урга, Акчалакской и Чандырской группы».

Расход газа на СНИП, в основном, связан с ростом количества эксплуатируемых дожимных компрессорных станций и технологических объектов (по причине естественного падения пластового давления месторождений), использования морально устаревших и энергозатратных газопотребляющих печей, котлов и огневых регенераторов.

Добыча нефти

В 2014-2019 гг. добыча нефти снизилась с **1,031** до **0,701 млн тонн** (–30 %).

Ожидаемый основной объем на 2019 г. – **407,3 тыс. тонн (58 %)**, приходится на **7** месторождений (Кокдумалак, Северный Шуртан, Крук, Южный Кемачи, Северный Уртабулак, Туртсари, Гармистон), выработанность которых составляет **92 %**.

Остальной объем – **293,7 тыс. тонн** на **74** месторождения, с запасами в **41 681 тыс. тонн**.

III. Состояние газоперерабатывающих мощностей

Переработка природного газа осуществляется на Мубарекском ГПЗ, Шуртанском НГДУ, Газлийском НГДУ и Шуртанском ГХК с общей проектной мощностью **57,9 млрд куб. м** при фактической загруженности – **43,4 млрд куб. м** или **74,9 %**.

Недозагруженность газоперерабатывающих установок, в основном, связана со снижением объемов добычи газа и, как следствие, снижением давления на входе в газоперерабатывающие объекты.

Это, в свою очередь, приводит к нарушению режима работы технологического оборудования и установок, повышению расхода энергоресурсов, в том числе газа на СНИП, а также влияет на обеспечение требуемого качества газа.

Степень изношенности оборудования Газлийского НГДУ составляет – **60 %**, Мубарекского ГПЗ – **76 %**, Шуртанского НГДУ – **80 %**, что приводит к сокращению объемов переработки газа и усложняет поддержание качественных параметров.

5 установок получения серы Мубарекского ГПЗ и **1** установка Шуртанского НГДУ находятся в критическом состоянии.

На Мубарекском ГПЗ скопилось более **450 тыс. тонн** серы, что негативно влияет на окружающую среду, наносит вред здоровью населения, портит оборудование, а также создает риск полной остановки технологического цикла.

Кроме того, на заводе не предусмотрена очистка газа от меркаптанов (RSH), что не позволяет в полной мере поддерживать качество природного газа и выполнять требования государственного стандарта (**35 мг/куб. м** при норме не более **15 мг/куб. м**), неся убытки в виде штрафов.

Стоимость – 701,4 млн долл., срок – 2016-2048 гг.), оператор – СП ООО «Natural Gas-Stream», подрядчик буровых работ – компания «Eriell».

СП ООО «Natural Gas-Stream» полностью освобождено от уплаты налогов, за исключением налога на недра. При этом, предусмотрено направление добываемого предприятием газа только на экспорт (в 2017-2019 гг. – **4,6 млрд куб. м**, с учетом экспортированных объемов АО «Узбекнефтегаз»).

Изучением состояния работ на Чандырской группе месторождений с выездом на места выявило невыполнение обустройства на скважине, пробуренной на месторождении Западной Кокча.

9. «Приобретение высокотехнологичного оборудования для геологоразведочных работ».

Стоимость – 45 млн долл., срок – 2019 г.

ГУП «Центр комплексной экспертизы проектов и импортных контрактов» выявлено завышение стоимости оборудования на **3,044 млн долл.**

10. «Строительство установки получения пропан-бутановой смеси на СОУ «Учкыр».

Стоимость – 49,4 млн долл., срок – 2019 г.

Срок реализации проекта неоднократно продлен в связи с отсутствием источников финансирования (освоено **12,6 млн долл.**).

11. «Строительство 4-й нитки установки получения пропан-бутановой смеси на ООО «Мубарекский ГПЗ».

Стоимость – 58,3 млн долл., срок – 2019 г.)

Проект окупаем только при обеспечении необходимой ресурсной базы (в настоящее время отсутствует).

12. «Модернизация действующих УППБС – 1, 2, 3 ниток на ООО «Мубарекский ГПЗ».

Стоимость – 15,3 млн долл., срок – 2019 г.

По проекту освоено только **5,5 млн долл.** ввиду отсутствия источников финансирования.

13. «Компенсация выбывающих мощностей установок получения серы на ООО «Мубарекский ГПЗ».

Стоимость – 119,03 млн долл., срок – 2019-2021 гг. генподрядчик – компания «Enter».

Проект не окупаем из-за высоких капитальных затрат и отсутствия разработанных мероприятий по реализации серы по более высокой цене.

ТЭО разработано на базе ЕРС-контракта, без обоснованности ценообразования оборудования, строительного-монтажных и иных работ.

ГУП «Центр комплексной экспертизы проектов и импортных контрактов» выдано заключение о необходимости оптимизации стоимости проекта на **29 млн долл.**

При этом, отсутствуют сравнительные анализы технологий и запросы (с письмом) от заводов производителей в разработанном ТЭО, для обоснование максимальных стоимостей (к примеру, установки «Супер Клауса» производства ОАО «Волгограднефтемаш» 12 млн.долл., установки «Питон» производства АО «Салаватнефтемаш» 24 млн.долл.).

14. «Реконструкция газопровода «Денгизкуль – Мубарекский ГПЗ» на МНГДУ «Мубарекнефтегаз».

Стоимость – 24,3 млн долл., срок – 2017 г.

Объект введен в эксплуатацию в августе 2019 г. Однако, акт Государственной приемочной комиссии не оформлен.

15. «Доразведка и разработка месторождения Мингбулак в Наманганской области».

Стоимость – 255,3 млн долл., срок – 2035 г., оператор – СП ООО «Мингбулакнефть».

Результаты проведенных ГРП показали отсутствие на месторождении промышленных запасов нефти, в связи с чем дальнейшая реализация проекта видится нецелесообразной.

Оператор имеет задолженности перед иностранным учредителем – компанией «**CNODC**» (КНР) в размере **43 млн долл.**, по отсроченным кредитам – **1,68 млн долл.**, перед подрядными организациями – **6,66 млн долл.**

16. «Организация производства оборудования, запасных частей и комплектующих для стационарных и передвижных автогазонаполнительных компрессорных станций (ПАГНКС) совместно с компанией «ENK» (Корея)».

Стоимость – 1 млн долл., срок – 2018 г., оператор – СП ООО «UNG ENK MOBILE».

Срок реализации проекта неоднократно переносился, ввиду не внесения со стороны АО «Узбекнефтегаз» своей доли в уставный капитал в размере **1,2 млрд сум.**

При начальном рассмотрении целесообразности реализации проекта недостаточно изучен вопрос востребованности данных ПАГНКС на рынке Узбекистана.

17. «Программа увеличения добычи нефти на 2020-2030 гг.».

Стоимость – 2,68 млрд долл., срок – 2020-2030 гг., оператор – СП ООО «Jizzakh Petroleum».

Проект инициирован Минэнерго и АО «Узбекнефтегаз» в период деятельности Рабочей группы и утвержден постановлением Кабинета Министров от 15.12.2019 г. № 1002.

Проект предусматривает передачу СП ООО «Jizzakh Petroleum» права на пользования участками недр **106** нефтегазовых месторождений, с рядом льгот и преференций.

«Jizzakh Petroleum» планирует выполнить геолого-технические мероприятия на сумму **2,68 млрд долл.**, в том числе бурение **800** новых скважин и капитальный ремонт – **500**.

Большинство передаваемых предприятию месторождений характеризуются трудно-извлекаемыми запасами, что накладывает риски неполучения ожидаемых результатов и возврата вложенных средств (кредитов).

Учитывая структуру месторождений, полученный дебит не сохранится больше **2 лет**.

При этом, проектом предусматривается добыча нефти на передаваемых месторождениях в **2020 г.** в объеме **378,8 тыс. тонн**, из которых базовая – **296,1 тыс. тонн** и приращенная **82,7 тыс. тонн**.

Однако, по прогнозам АО «Узбекнефтегаз», в 2020 г. ожидалась добыча из них **421,2 тыс. тонн** (в **2019 г.** – **442,2 тыс. тонн**).

Данный факт показывает о преднамеренном занижении фактической добычи нефти на текущий момент для последующей демонстрации ее искусственного прироста в объеме не менее **1 млн тонн** нефти в пользу СП ООО «Jizzakh Petroleum».

Кроме того, постановление Кабинета Министров от 15.12.2019 г. № 1002, предусматривающее реализацию данного проекта, принято с нарушением регламента согласования нормативного акта, а также противоречит требованиям постановления Президента Республики Узбекистан от 09.07.2019 г. № ПП-4388 в части определения оператора.

Таким образом, из **17** реализуемых проектов на **24,585 млрд долл.:**

нерентабельными являются **2** проекта на **3,958 млрд долл.;**

нецелесообразными – **6** проектов на **9,055 млрд долл.;**

требующими пересмотра условий – **3** проекта на **5,857 млрд долл.**

Перспективные проекты

По результатам комплексного изучения **17** перспективных проектов, выявлены следующие концептуальные недостатки:

1. «Доразведка и увеличение добычи газа из длительно эксплуатируемого месторождения Газли, в комплексе с увеличением объемов хранения газа в ПХГ «Газли» до 10 млрд куб. м».

Расчетная стоимость – 1,001 млрд долл., срок реализации – 2019-2025 гг.

Проект предусматривает передачу вновь созданному СП «**Gazli Gas Storage**» (учредители: российское **АО «Форус»** – 60 % и АО «Узбекнефтегаз» – 40 %) всех скважин и установок ПХГ «Газли», «Газлийского УМГ» и «Газлинефтегаздобыча», с правом бурения и добычи нефти и природного газа.

Происхождение АО «Форус», его деятельность и сумма уставного фонда (10 000 рублей или 155 долл.) являются сомнительными, отсутствует финансовая активность с момента основания (за 2 года движение средств – 3 000 рублей или 46 долл.), опыта в реализации подобных проектов не имеет.

АО «Форус» планирует получение кредита на сумму **850 млн долл.** под обязательства СП «Gazli Gas Storage», вместо привлечения прямых иностранных инвестиций.

В ТЭО проекта не обоснована необходимость увеличения объемов ПХГ «Газли» с **3-4 млрд куб. м** до **10 млрд куб. м**, при имеющемся дефиците природного газа в Узбекистана в объеме **2-3 млрд. куб. м** в год и уровне загруженности ПХГ «Газли» на **55 %**.

СП «Gazli Gas Storage» планируется добыча углеводородов из 10-13 горизонтов месторождения Газли, с утвержденными запасами в **48,2 млрд куб. м** газа и **370 тыс. тонн** нефти.

Финансовые показатели проекта являются крайне неудовлетворительными (IRR – 5 %), отрицательный NPV и высокие капитальные затраты в проекте (требуют тщательного изучения и обоснования затрат).

Путем завладения данным активом АО «Форус» будет иметь влияние на энергетический баланс хранения природного газа страны, путем самостоятельного определения компаний для закачки природного газа и тариф на оказываемые услуги.

2. «Программа по модернизации газотранспортной системы Республики Узбекистан с внедрением центра диспетчеризации, мониторинга и управления объектами газовой инфраструктуры (SCADA)».

Расчетная стоимость – 1,5 млрд долл.

Ряд объектов, включенных в проект, требуют пересмотра с точки зрения экономической целесообразности, социальных нужд и взаимоотношений с сопредельными странами.

Не проработана возможность поэтапной модернизации газотранспортной системы и внедрения системы SCADA (с использованием беспроводных технологий) за счет собственных средств АО «Узтрансгаз» (фактически имеет необходимый финансовый потенциал) или привлечения коммерческих кредитов средств МФИ.

3. «Создание газохимического кластера на базе технологии МТО (метанол в олефины)».

Расчетная стоимость – 6,5 млрд долл.

Проект является не рентабельным и высоко затратным, а также отсутствует ресурсная база.

4. «Модернизация Ферганского НПЗ»

Расчетная стоимость – 500 млн долл.

Проектом предусматривалось купли-продажа Ферганского НПЗ инвестору «PT Trans Asia Resources» (Индонезия) под инвестиционные обязательства по модернизации и гарантированной загрузке сырой нефти в размере 50% мощности в соответствии с постановлением Президента №ПП-4275 от 10.04.2019г.

По проекту имеются ряд отставаний по выполнению пунктов «Дорожной карты», утверждённой Кабинетом Министров №04/1-1401 от 07.06.2019г., в частности невыполнение пунктов подписания договора купли-продажи со стороны АУГА и следовательно не возможность выполнения инвестором обязательств по загрузке завода сырой нефтью в объеме 200 тыс.тонн в качестве тестового периода. Основная причина отставаний дискриминационная политика и дезинформация со стороны Министерства энергетики, для исключения «PT Trans Asia Resources» и последующей передачи проекта в СП «Jizzakh Petroleum».

По проекту необходимо принятие окончательного решения по инвестиционному предложению инвестора «PT Trans Asia Resources», с гарантированными обязательствами по загрузке завода и производства нефтепродуктов (преимущественно бензин, дизельное топливо и масла) для внутреннего рынка, по ценам ниже на 5% текущих цен реализации, а также обеспечение экспорта.

В перспективе в проекте необходимо рассмотреть увеличении производства нефтехимических продукций, в частности текстильных волокон и химических составляющих для отраслей экономики.

Таким образом, из 17 перспективных 2 инвестпроекта на ориентировочную сумму 7,5 млрд долл. являются нецелесообразными, 1 на 1,5 млрд долл. требует кардинального пересмотра и по 1 проекту требуется выполнения подписанных обязательств.

По остальным 13 перспективным проектам необходимо тщательное изучение первичных данных совместно с потенциальными инвесторами, разработать предпроектную документацию, определить источники финансирования и т.д., с учетом достижения максимальной эффективности и минимизации рисков для государства.

XII. Организационная структура

В АО «Узбекнефтегаз» нарушена система управления вертикально-интегрированной нефтегазовой компании (подведомственные предприятия лишены статуса юридического лица и расчетных счетов), в результате потеряны управляемость единой цепи, границы ответственности и полномочий между подразделениями общества. Обязанности распределены противоречиво и нелогично.

Весь процесс работы привязан к узкому кругу руководящего состава, который по объективным и субъективным причинам не в состоянии принимать волевые, своевременные, взвешенные и эффективные решения, в том числе в критических ситуациях.

Также основной состав руководящих кадров среднего и высшего звена являются бывшими сотрудниками подрядных компаний «Eriell» и «Enter» или родственниками руководства данных подрядных компаний, что на протяжении нескольких лет образовало работу в условиях конфликта интересов в ущерб интересам Государства и энергетической безопасности.

Процесс исполнения элементарных работ затягивается в разы (вместо 1 часа до 72 часов и более), что снижает продуктивность и не позволяет заблаговременно избежать нежелательных инцидентов.

На производственных предприятиях упразднен ряд ключевых должностей (главные технолог, механик, энергетик, метролог и др.), что привело к снижению чувства ответственности среди персонала.

Дислокация подразделений аппарата управления АО «Узбекнефтегаз» в 6 различных зданиях республики (3 в г. Ташкент и 3 в г. Карши) привело к резкому снижению управляемости, что отрицательно сказывается на процессах взаимодействия, планирования и решения производственных задач, а оформление служебной, отчетной и секретной документации обретает затяжной и рутинный характер.

Одновременно, произошел вынужденный отток квалифицированных специалистов в другие подразделения отрасли, ввиду их нежелания перейти на новое место дислокации по семейным и иным обстоятельствам.

Кроме того, несмотря на улучшение финансового положения АО «Узбекнефтегаз», внедренная организационная структура не позволяет обеспечить бесперебойную поставку природного газа потребителям, ввиду убыточности выведенного из структуры АО «Узтрансгаз», а также вновь созданного «Худудгазтаъминот».

XIII. Системные проблемы отрасли

Проведенное изучение обозначило ряд системных проблем в нефтегазовой отрасли, которые требуют незамедлительного решения. Наиболее важными из них являются:

укомплектованность и расстановка высшего руководящего состава некомпетентными кадрами привело к дезорганизации управленческой системы, требующей принятия взвешенных действенных мер по развитию отрасли, решению имеющихся и возникающих проблем;

координация деятельности отраслевых подразделений, в условиях их разобщенности, значительно осложняет принятие оперативных решений, что приводит к бездействию руководителей среднего звена, сопряженной со снятием с себя ответственности;

недостаточное осознание ответственности руководителями хозяйствующих субъектов отрасли за результаты выполнения прогнозных параметров;

чрезмерная централизация и неэффективная система управления финансовыми ресурсами привели к дефициту свободных средств и увеличению долговых обязательств, усугубляя финансово-экономическое положение отрасли;

основное число реализуемых и предлагаемых бесперспективных инвестиционных проектов, на невыгодных условиях для государства, ведут отрасль к банкротству, вместо ее развития;

внедренная система реализации нефтепродуктов и природного газа по договорам комиссии не позволяет достоверно осуществлять учет проданной продукции, что приводит к возникновению нереальной дебиторской задолженности;

низкий приоритет решения вопросов ремонта, обновления и модернизации технологического оборудования, затягивание вопроса его ремонта и модернизации

ухудшение состояния ресурсной базы нефти и газа, выраженное в неподтверждении большей части утвержденных запасов, низкой вероятностью открытия крупных месторождений, высокой выработанности запасов основных промысловых участков;

прогнозирование нереальных объемов добычи углеводородов при составлении балансов ресурсов и распределения углеводородов, что не позволяет обеспечить потребность республики в природном газе и нефтепродуктах;

отсутствие прозрачных единых основных условий к иностранным инвесторам, предоставление отдельными компаниями необоснованных льгот и преференций в ущерб интересам государства;

факты хищения продукции отрасли (нефть, газ, сжиженный газ, нефтепродукты и др.) на этапах добычи, переработки, транспортировки и реализации;

факты передачи рентабельных месторождений с приличными запасами под управление иностранным инвесторам, в ущерб Государства и энергетической безопасности;

неправильное формирование портфеля заказов товаров и услуг, без определения приоритетности и фактической необходимости;

накопление на складах неликвидных материально-технических ресурсов;

неэффективная кадровая политика, которая приводит к оттоку кадров, их замене неопытными и низкоквалифицированными специалистами, ввиду низкой материальной мотивации, социальной поддержки и сомнения в целесообразности принимаемых решений в отрасли, а также подбор кадров из числа работников подрядных компаний «Eriell» и «Enter»;

несовершенство нормативной базы, не позволяющей наладить эффективное взаимодействие между предприятиями отрасли и сторонними организациями;

продвижение различных инициатив через правительственные решения без тщательной проработки, согласования с заинтересованными министерствами и ведомствами, зачастую противоречащими интересам государства.

Заключение

На основе проведенного анализа всего цикла производства и реализации углеводородов (геологоразведка, добыча, переработка, транспортировка, хранение, реализация) Рабочей группой **предлагается:**

1. Замена всего руководящего состава Министерства энергетики, АО «Узбекнефтегаз», АО «Узтрансгаз» и АО «Худудгазтаъминот», с последующим применением меры уголовной ответственности за причинный экономический ущерб государству, включая наговор должностных лиц в Администрации Президента, Кабинета Министров, Министерства финансов, Министерства экономического развития и промышленности, Министерства энергетики.

2. Подготовить постановление Президента Республики Узбекистан, предусматривающий отмену и внесение изменений в некоторые правительственные решения, имеющий подтекст в ущерб экономических интересов республики.

3. Утвердить План практических мер по совершенствованию нефтегазовой отрасли, по предложенному варианту компании «BCG» от 31.01.2019г.

4. Подготовить постановление Президента Республики Узбекистан с учётом предложений компании «BCG» от 31.01.2019г., предусматривающий усовершенствование:

организационной структуры;

финансово-экономической политики;

кадровой политики.

5. Критически пересмотреть инвестиционную политику нефтегазовой отрасли, с безусловным обеспечением интересов государства, прозрачности процессов закупа и тендеров, не дискриминационной политики в отношении всех компаний.

6. Создание равных конкурентных условий для отечественных компаний и иностранных инвесторов, без осуществления дискриминационной политики.

7. Ужесточить наказание за хищение энергоресурсов, с внесением соответствующих поправок в Уголовный Кодекс и Кодекс об административной ответственности (в основном, в части финансовых санкций).

8. Внести изменения, либо отменить действующие нормативно-правовые акты, имеющие коллизии и противоречащие интересам государства.

9. Систематизировать индексацию цен на товары и тарифы в республике, исходя из уровня инфляции и влияния на отрасли экономики.

Ввиду недоукомплектованности МТР, Шуртанским НГДУ не используется имеющаяся возможность переработки **10-12 млн куб. м/сутки**, что позволило бы повысить производительную мощность.

ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани» на Шуртанское НГДУ подается природный газ для переработки с содержанием сероводорода **0,17-0,21 %** при проектных **0,08 %** (согласно техническим условиям с «ЛУКОЙЛ» – не более **0,14 %**), что отрицательно влияет на режим работы установки цеолитовой сероочистки и ускоряет износ оборудования, приводит к подаче некондиционного газа в магистральные газопроводы.

IV. Состояние газотранспортной системы

Из эксплуатируемых **13,298 тыс. км** магистральных газопроводов **7,859 тыс. км (59,1 %)** эксплуатируется свыше 30 лет, **2,472 тыс. км (18,6 %)** – от 20 до 30 лет, **1,493 тыс. км (11,2 %)** – от 13 до 20 лет и **1,473 тыс. км (11,1 %)** – менее 13 лет.

Из **237** газоперекачивающих агрегатов (ГПА) задействованы **124** агрегата (соразмерно фактическим объемам транспортировки), из них **105** отработали свой ресурс на **100 %**.

Несвоевременное проведение диагностики и профилактики труб и оборудования приводит к возникновению безвозвратных потерь газа в результате аварий и утечек, а также увеличению вынужденных и аварийных остановок агрегатов (в 2017 г. – 217, 2018 г. – 337, 2019 г. – 196).

В сравнении с 2016 г., в 2018 г. СНИП увеличился с **0,926 млрд куб. м** до **1,413 млрд куб. м (+52 %)**.

В 2019 г. в подземное хранилище газа (ПХГ) «Ходжаабад» закачено **0,629 млрд куб. м** при задании **0,75 млрд куб. м (84 %)**, «Газли» – **1,141 млрд куб. м** при задании **2,9 млрд куб. м (39 %)**.

Фактическая мощность ПХГ «Ходжаабад» – 1,05 млрд куб. м, «Газли» – 4,5 млрд куб. м.

Низкий уровень цифровизации управления и учета (SCADA) на магистральных газопроводах не позволяет обеспечивать эффективное и оперативное регулирование процесса транспортировки, в условиях низкого давления поступающего в систему газа.

При этом, требуется модернизация отдельных участков магистральных газопроводов, после тщательного изучения текущего состояния, учитывая взаимоотношения с сопредельными государствами.

V. Баланс ресурсов и распределения углеводородов в 2019 году и разработка прогнозных параметров на 2020 год

Анализ выполнения баланса за 2017-2019 гг. показывает отставание от запланированных производственных объемов. В

частности, в 2017 г. по добыче газа – **55,789 млрд куб. м** или 98,7% от прогноза (невыполнение – 0,755 млрд куб. м), 2018 г. – **61,004 млрд куб. м** или 96,8 % (2,037 млрд куб. м), 2019 г. – ожидается **60,7 млрд куб. м** или 96,2 % (2,425 млрд куб. м).

*Всего за 3 года не выполнена добыча **5,217 млрд куб. м** газа.*

Прогнозы добычи нефти и газового конденсата выполнены полностью. Однако, это обеспечено за счет включения **2,379 млн тонн** сжиженного газа, переработанного из природного газа, к добыче конденсата за период с 2016 г. по октябрь 2019 г.

В результате, при фактической добыче конденсата **3,628 млн тонн** в отчетности указано **6,006 млн тонн**.

Следует отметить, что отставание от задания добычи газа главным образом допускалось со стороны АО «Узбекнефтегаз». В частности, если в 2017 г. задание добычи **42,073 млрд куб. м** газа выполнено полностью, то в 2018 г. отставание составило 2,312 млрд куб. м или 5,5 % (задание – **41,879 млрд куб. м**), 2019 г. ожидается 2,532 млрд куб. м или 2,2 % (**40,657 млрд куб. м**).

*Всего отставание составило **4,844 млрд куб. м**.*

При этом, объем добычи в 2017-2019 гг. снизился с 42,073 до 38,3 млрд куб. м или на **3,77 млрд куб. м** (8,9 %).

С 2020 г. расход газа на газлифтную добычу нефти (ожидается на уровне **4 млрд куб. м**) планируется исключить из объема добычи газа, указав ее отдельной статьей в ресурсной и распределительных частях баланса газа, что позволит в будущем предотвратить искажение отчетности.

При сохранении нынешних производственных темпов, выполнение со стороны АО «Узбекнефтегаз» запланированных на 2020 г. объемов добычи природного газа (**34,206 млрд куб. м**), нефти (**641,4 тыс. тонн**, по проекту СП ООО «Jizzakh Petroleum» – **808 тыс. тонн**) и газового конденсата (**774 тыс. тонн**, без учета сжиженного газа – **649,6 тыс. тонн**) видится маловероятным.

В 2019 г. ожидается экспорт природного газа в объеме **12,5 млрд куб. м** при задании **15,55 млрд куб. м** (80,1 %).

Доля экспорта газа предприятиями с иностранным капиталом составляет **12,19 млрд куб. м** (97,5 %), а АО «Узбекнефтегаз» – **0,31 млрд куб. м** (2,5 %).

Важно отметить, что Министерство энергетики обратилась в Кабинет Министров по заимствованию природного газа в объеме 2,5 млрд.куб.м из объема транзита туркменского природного газ ПАО «Газпром» через компанию «Crudex», с условием возврата газа в летний период. Однако, фактический объем заимствования транзитного туркменского природного газа составил всего 188,0 млн. куб. м. 2 января 2020 г. Министерство энергетики обратилась в Кабинет Министров для

согласования новой компании «Avard Invest LP» (Великобритания), на которой будет распределен объем экспорта газа 2,5 млрд. куб. м, который по факту был направлен на внутренний рынок. Данный объем принадлежит компании «Лукойл» и по факту данная компания получит оплату в летний период, когда АО «Узбекнефтегаз» осуществит фактический экспорт для компании «Avard Invest LP» по цене 140 долл. за тыс. куб. м.

При этом, вместо накопления газа в ПХГ в летний период, осуществляется его экспорт сверх установленного месячного задания. Как следствие, в зимний период 2019-2020 гг. образовался дефицит газа, ввиду отсутствия достаточных запасов в хранилищах, что привело к необходимости приостановки функционирования ряда промышленных предприятий и отраслей экономики.

В 2018 г. необеспечение своевременного импорта нефти в объеме **87 тыс. тонн** (17,8 %), газойля – **158,2 тыс. тонн** (24 %) и прямогонного бензина – **220,1 тыс. тонн** (80 %) привело к необходимости заимствованию **150 тыс. тонн** нефти из государственного резерва.

Аналогичные проблемы имеются с импортом нефти в 2019 г. Ожидаемый объем импорта нефти при задании **750 тыс. тонн** составит **181,9 тыс. тонн** (24 %) и газойля – **730 тыс. тонн / 643 тыс. тонн** (88 %).

Возврат **100 тыс. тонн нефти**, из ранее заимствованных из госрезерва 150 тыс. тонн не представляется возможным (50 тыс. тонн возвращены). Указанный объем не включен в баланс на 2020 г., что приведет к дополнительным расходам в виде штрафов (порядка **568,5 млн сум/день**, но не более **56,8 млрд сум**).

При этом, несмотря на наличие свободных средств от реализации нефтепродуктов в размере **292 млрд сум** или в эквиваленте **30 млн долл.**, АО «Узбекнефтегаз» не профинансировал импорт **60 тыс. тонн** нефти на указанную сумму, для ее возврата в госрезерв.

VI. Состояние учета природного газа на этапе добычи, переработки, транспортировки и реализации

Учет на этапах добычи и переработки газа

Фонд газодобывающих скважин по АО «Узбекнефтегаз» составляет **1 044** ед. Поскважинный учет добычи природного газа осуществляется расчетным путем на основании исследовательских данных, с высокой долей погрешности.

Учет показателей добычи природного газа осуществляется на основе данных хозрасчетных приборов учета газа, с включением СНИП.

В системе учета природного газа на этапах добычи, подготовки и переработки используются **194** оперативно-технологических приборов учета и **80** хозрасчетных замерных узлов.

В процессе учета имеются следующие недостатки:

отсутствие автоматизированной системы контроля и учета газа (АСКУГ) на производственных объектах АО «Узбекнефтегаз»;

эксплуатация морально устаревших приборов учета газа на собственные нужды и потери.

Учет на этапе транспортировки и реализации газа

С 2014 г. к Автоматизированной системе контроля и учета газа (разработана АО «Узнефтегазинформатика») подключено **856** из **1 061** существующих счетчиков на границах раздела газодобывающих, транспортирующих и распределяющих предприятий, от которых данные поступают в режиме online.

По состоянию на 01.11.2019 г. по республике принято на учет **3 611 373** потребителей, из них население – **3 526 534** и юридические лица – **84 839** (в том числе крупные потребители – **1 973**, включая **845** АГНКС).

Все крупные потребители природного газа оснащены приборами учета газа. При этом, **112** счетчиков типа «AutoPILOT» и **709** «AutoPILOT Pro», которые используются, в основном, на АГНКС, наиболее уязвимы к внешнему вмешательству, что способствует хищению газа.

*На **18** из **73** АГНКС выявлено хищение газа на сумму более **32 млрд сум**, а на остальных имеются признаки внешнего вмешательства с корректировкой базы данных счетчиков ежедневно в течение 120 дней при фактов сговора метрологов и инженеров АО «Узтрансгаз» и АО «Худудгазтаъминот». По предварительным расчётам объем не учтенного природного газа на **278** АГНКС по Ташкентской, Сырдарьинской, Джизакской, Самаркандской, Кашкадарьинской и Наманганской областях может составить до **800 млн.куб.м** в год.*

Предпосылками к хищениям природного газа оптовыми потребителями являются:

отсутствие автоматизированной системы учета и контроля потребления природного газа (АСКУГ) потребителями;

нахождение приборов учета газа на территории потребителей, что создает условия для беспрепятственного стороннего вмешательства в приборы учета газа;

отсутствие системы «касса-оператор» для АГНКС, предусматривающей синхронизацию показателей заправочной колонки и кассовых аппаратов с базой данных ГНК;

недостаточность предусмотренных в законодательстве мер наказания за действия по незаконному использованию природного газа, в том числе путем вмешательства в приборы учета газа.

В части населения из **3 526 534** абонентов у **811 481** приборы учета отсутствуют (взаиморасчет осуществляется по нормативам), у **2 715 053**

установлены механические счетчики, не позволяющие осуществлять полноценное измерение расхода газа с учетом изменения параметров.

В соответствии с протокольным поручением Кабинета Министров от 22.06.2019 г. предусмотрена организация на **ООО «Технопарк»** (учредитель – хокимият г. Ташкент) производства в течение одного года **3,5 млн** электронных счетчиков компании **«PetroFiorentini»** (Италия) ориентировочной общей стоимостью **444 млн долл.**

*Стоимость проекта выходит предварительно **126** долл. за каждый счетчик. Аналогичный проект «PetroFiorentini» в Украине реализуется **43** долл. за каждый счетчик.*

На АО «Худудгазтаъминот» возложено приобретение и установка счетчиков населению (отсутствует правительственное решение на приобретение без проведения тендерных торгов).

Газораспределение осуществляется трехступенчатой системой – газопроводы высокого, среднего и низкого давления, что способствует росту затрат на содержание инфраструктуры и в отдельных случаях не позволяет обеспечить стабильное газоснабжение

В действующей системе поставок газа используется устаревшая и уязвимая биллинговая система взаиморасчетов АО «Узтрансгаз», требующая замены.

Примечательно, что в данном проекте все счетчики «PetroFiorentini» работают по технологии передачи данных «2G/3G». В самой Европе из-за отключения с 01.01.2021г. сети «2G» осуществляется полная замена счетчиков на систему «RDS/5G IoT». Все снятые счетчики в Европе направляются на переработку в Италию.

Система реализации природного газа потребителям республики функционирует неэффективно, ввиду некорректности механизма взаимоотношений между транспортирующей (АО «Узтрансгаз»), распределительной (АО «Худудгазтаъминот») и осуществляющей сбор денежных средств (БПИ) организациями.

Более того, в распределении денежных средств, поступающих за поставленный природный газ, не предусмотрена доля АО «Худудгазтаъминот», в результате чего у АО «Узтрансгаз» образовалась кредиторская задолженность перед «Худудгазтаъминот» в размере **90 млрд сум.**

Данная ситуация не позволяет своевременно исполнять обязательства АО «Худудгазтаъминот» по обеспечению безопасной эксплуатации объектов газоснабжения, осуществлять фискальные платежи и выплату заработной платы.

VII. Производство и реализация сжиженного газа

В 2019 г. производство сжиженного газа на **6** заводах АО «Узбекнефтегаз» составит **807,7 тыс. тонн**, из них доля предприятий с иностранным капиталом – **158,2 тыс. тонн**.

В 2020 г. планируется производство **902,6 тыс. тонн** сжиженного газа (доля предприятий с иностранным капиталом – **214,8 тыс. тонн**) за счет реализации **4** проектов по строительству и модернизации соответствующих установок на Газлийском НГДУ, Мубарекском ГПЗ и Шуртанском НГДУ.

В период 2013-2019 гг. количество бытовых потребителей сжиженного газа увеличилось на **2 740 976** и составило **3 490 858** (рост на **4,6** раза), одновременно с увеличением производства на **383,7 тыс. тонн** или в **5,5** раза.

В 2019 г. сжиженный газ поставлялся из расчета **11,2 кг/месяц** на одного абонента, тогда как постановлением Кабинета Министров от 10.08.2018 г. № 646 предусмотрено **20 кг/месяц**.

Несмотря на принимаемые меры по оптимизации расходов, повышение закупочной стоимости сжиженного газа, не позволяет обеспечить рентабельность поставок данного топлива населению со стороны АО «Худудгазтаъминот» (прогнозируемые убытки – **161,7 млрд сум/год**).

*В период с 15.08.2018 г. по 15.08.2019 г. закупочная цена сжиженного газа у заводов-производителей увеличена с **52** до **495 сум/кг** или в **9,5** раза, тогда как цена реализации населению – с **800** до **1 120 сум/кг** или в **1,4** раза.*

VIII. Техническое регулирование качества и безопасности газа и газового оборудования

Анализ применяемых в республике приборов учета газа и их обеспеченности метрологическим контролем, показал следующее.

По приборам учета газа:

отсутствие единых требований к приборам учета газа;

использование различных типов приборов учета газа (**131** тип, из них местные – 9, импортные – 122);

По результатам испытаний только 18 типов приборов учета газа установлено, что 8 из них не могут быть подключены к АСКУГ.

отсутствие технической базы по метрологическому контролю приборов учета газа с диаметром трубы более 300 мм и расходом до 2 500 м³/ч.

*СП ООО «Asia Trans Gas» используются расходомеры с диаметром трубы свыше 700 мм и расходом до 42 000 м³/ч, которые вывозятся для поверки в Нидерланды. Затраты на данную услугу за последние 4 года составили более **2 млн долл.***

отсутствие нормативно-правовой базы для контроля за предприятиями, осуществляющими ремонт и сервисное обслуживание приборов учёта газа (всего **142**).

По требованиям к природному газу

В республике действуют **8** стандартов, устанавливающих требования к природному газу.

С 01.09.2020 г. предусмотрено ужесточение требований к качеству газа по параметрам «температура точки росы», «массовая концентрация сероводорода» и «меркаптановая сера», что при существующих технологиях не позволит отдельным предприятиям выполнять данные требования.

По состоянию испытательной базы показателей качества и безопасности природного газа:

По результатам выборочного изучения лабораторий контроля качества газа Шуртанского ГХК, Шуртанского НГДУ, Мубарекского ГПЗ и Мубарекского УМГ (по отрасли **6**, всего **11**) установлено, что применяемые ими методы и оборудование не позволяют точно определять концентрацию сероводорода и меркаптановой серы.

Лабораториями Шуртанского НГДУ и Мубарекского ГПЗ применяются стандартные образцы и химические реактивы с истекшим сроком годности. Лаборатория при Мубарекском УМГ в состоянии определить только **2** из **10** установленных стандартом показателей.

IX. Финансовое состояние

Анализ финансовой деятельности АО «Узбекнефтегаз» и «Узтрансгаз» показал, что она ведется непрозрачно и с совершением различных «серых» операций, без учета интересов отрасли и государства.

Так, в 2014 г. чистая выручка составила **12,6 трлн сум**, чистая прибыль – **1,7 трлн сум** (рентабельность – **22,2 %**), такие показатели сохранялись до 2017 г.

*По итогам 2016 г. чистая выручка составила **14,2 трлн сум**, чистая прибыль – **1,2 трлн сум** (рентабельность – **14,2 %**).*

Согласно представленным в Счетную палату данным, в 2017 г. консолидированный убыток составил **6,6 трлн сум**, в 2018 г. – **2,6 трлн сум**. Однако, изучение сводной бухгалтерской отчетности показывает наличие реальных убытков в 2017 г. в размере **3,8 трлн сум** (в основном, по причине либерализации валютного рынка) и в 2018 г. – **0,7 трлн сум**.

Указанные действия дают основания предполагать о намерении сформировать некорректное мнение о крайне тяжелом финансовом состоянии нефтегазовой отрасли, в целях дальнейшего повышения тарифов на энергоресурсы, получения субсидий, привлечения кредитов,

