

ПЛАНИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЯНОГО ПОПУТНОГО ГАЗА В ОАО АНК «БАШНЕФТЬ»

PLANNING OF EFFICIENT USE OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS
AT JSOL "BASHNEFT"

Статья посвящена решению вопроса эффективного использования нефтяного попутного газа в нефтяных компаниях. Проведен анализ современного состояния нефтегазового рынка в разрезе нефтяных компаний, в результате которого выявлен основной спектр проблем эффективного использования нефтяного попутного газа. Авторами изучены все имеющиеся методы эффективного использования попутного нефтяного газа и разработан механизм эффективного использования нефтяного попутного газа, учитывающий, как риски по реализации методов использования нефтяного попутного газа, так и особенности нефтяных месторождений. Механизм эффективного использования попутного нефтяного газа включает в себя следующие элементы: банк методов эффективного использования попутного нефтяного газа, методический подход к группировке месторождений для выбора метода эффективного использования попутного нефтяного газа, подход к оценке эффективности проектов, учет рисков по проектам эффективного использования попутного нефтяного газа, формирование банка проектов по группам месторождений.

Также представлена апробация разработанного механизма на примере компании ОАО АНК «Башнефть».

The article discusses the problem of efficient use of associated petroleum gas in oil companies. An analysis of the current state of oil market in terms of oil companies was conducted. This analysis allows identifying the key problems of efficient use of associated petroleum gas. The authors studied all the available methods of using the associated petroleum gas and developed a mechanism for its efficient use which considers the method implementation risks and the special features of oil fields. The mechanism of efficient use of associated petroleum gas includes the following elements: a bank of methods of efficient use of associated petroleum gas, a methodological approach to grouping oil fields for the purpose of selecting methods for efficient use of associated petroleum gas, an approach to project efficiency assessment, risk assessment for projects on efficient use of associated petroleum gas, formation of the bank of methods according to oil field groups.

Besides, an approbation of the developed mechanism is presented by the example of JSOL "Bashneft".

Буренина И.В., Мухаметьянова Г.З.
ФГБОУ ВПО «Уфимский
государственный нефтяной
технический университет», г. Уфа,
Российская Федерация

I.V. Burenina, G.Z. Muhametyanova
FSBEI of HPE Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, the Russian Federation

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, механизм эффективного использования попутного нефтяного газа, методы использования нефтяного газа, риски проектов.

Key words: associated petroleum gas, mechanism of efficient use of associated petroleum gas, methods of associated petroleum gas use, project risk.

Специфика нефтедобычи заключается в том что, параллельно с нефтью добывают попутный нефтяной газ (ПНГ) и воду. Таким образом, ПНГ — это растворенный в нефти газ, который получают при добыче нефти. В тоже время это ценное сырье для дальнейшей нефтепереработки. Потери ПНГ, возникающие в процессе его переработки, связаны с неподготовленностью инфраструктуры для сбора, подготовки и переработки ПНГ.

Объемы добычи нефти и ПНГ увеличиваются из года в год, также растут штрафы за его сжигание, поэтому перед нефтяными компаниями остро встает вопрос эффективного использования ПНГ. Актуальной эта задача является и для вертикально-

интегрированной компании ОАО АНК «Башнефть», расположенной на территории нефтегазодобывающей провинции Республики Башкортостан.

Ратификация Россией Киотского соглашения ставит на новый уровень взаимоотношения государства, регионов и нефтедобывающих компаний в вопросе утилизации ПНГ. Напомним, что протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК) устанавливает для стран-участниц ограничения на выброс парниковых газов. Отметим, условия для нашей страны будут существенно ужесточены. Дело в том, что на 1 доллар ВВП Россия выбрасывает сегодня в 3,8 раза больше парниковых газов, чем развитые европейские страны. Таким образом, уже сейчас надо готовить целевые ориентиры сокращения парниковых выбросов, среди них на первом месте — прекращение сжигания ПНГ, иначе компаний ожидают неминуемые выплаты, причем немалые[1].

Авторами была проанализирована нынешняя ситуация на нефтегазовом рынке и выявлен ряд проблем использования ПНГ:

- отсутствие у нефтяных компаний собственных мощностей по выделению из попутного нефтяного газа широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и стабильного газового бензина (СГБ), отсутствием потребителей ШФЛУ, а также производств по их глубокой переработке с получением моторных топлив. Самые «продвинутые» в этом вопросе — ОАО «Сургутнефтегаз», коэффициент использования газа в компании 97 %;

- ограничение доступа нефтяных компаний к Единой системе газоснабжения, по причине отличия компонентного состава добываемого ПНГ;

- отсутствие единого механизма использования ПНГ, который сформировал бы единый подход решения проблемы эффективного использования ПНГ;

- отсутствие мер (льгот) по стимулированию проектов эффективного использования ПНГ;

- отсутствием механизмов мотивации и принуждения к использованию ПНГ в действующей нормативно-правовой базе, ее нечеткости и непоследовательности.

Ключевой из них является проблема отсутствия механизма эффективного использования нефтяного газа в нефтяных компаниях.

Авторами статьи был разработан механизм эффективного использования ПНГ, который позволяет учитывать как риски проектов по реализации методов использования ПНГ, так и особенности нефтяных месторождений (рисунок 1).

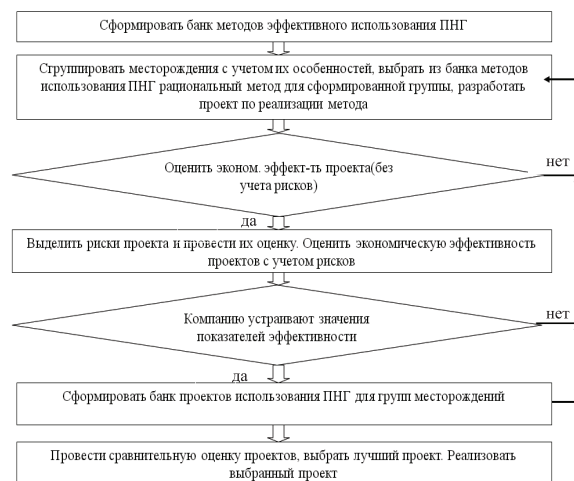


Рисунок 1. Механизм эффективного использования ПНГ в компании

В российской и мировой практике выделяют следующие направления использования ПНГ (исключая его неэффективное сжигание на факелах):

- нефтехимическое;
- энергетическое;
- геологическое.

Самым приоритетным в настоящее время является нефтехимическое направление. Попутный нефтяной газ может быть переработан с получением

сухого газа, подаваемого в систему магистральных трубопроводов, газового бензина, ШФЛУ и сжиженного газа для бытовых нужд. ШФЛУ является сырьем для производства целого спектра продуктов нефтехимии; каучуков, пластмасс, компонентов высокооктановых бензинов и др.[2].

Определенные перспективы, а во многих случаях и единственный способ вовлечения в промышленную эксплуатацию газа малых месторождений, расположенных вдали от магистральных трубопроводов, дает организация на месте добычи глубокой переработки газа. В качестве первичных продуктов такой переработки, в принципе, можно рассматривать синтетические углеводороды (СЖУ, продукты Фишера–Тропша) и получаемое на их основе синтетическое моторное топливо, а также метанол, диметиловый эфир (ДМЭ) и этилен. Выбор в каждом конкретном случае определяется наличием потребителей или условий для транспортировки, особенно для ДМЭ и этилена, являющихся при нормальных условиях газами.

В рамках данного направления выделяют следующие методы использования ПНГ:

- производство метанола;
- производство синтетических жидких углеводородов по технологии Gas-to-Liquid, включая процесс химического синтеза Fischer–Tropsch;
- технология получения сжиженного природного газа (СПГ);
- технология получения гелия;
- технология получения серы;
- технология получения этана.

Энергетическое направление доминирует, потому что энергетическое производство имеет практически неограниченный рынок. Попутный газ — топливо высококалорийное и экологически чистое. Учитывая высокую энергоемкость нефтедобычи, во всём мире существует практика его использования для выработки электроэнергии для промышленных нужд. При постоянно растущих тарифах на электроэнергию и их доли в себестоимости продукции, использование ПНГ для выработки электроэнергии можно считать экономически вполне оправданным. В рамках энергетического направления выделяют следующие методы использования ПНГ:

- выработка электроэнергии;
- выработка тепловой энергии.

Геологическое направление — это использование ПНГ для газового и водогазового воздействия с целью повышения нефтеотдачи пласта. Применение данного направления осложняется необходимостью проведения сложных геологических изысканий и составлением моделей, результатом которых может явиться заключение о невозможности внедрения такого вида утилизации газа из-за геологических особенностей и характеристик пласта, а также серьезными капитальными затратами на компрессорное оборудование.

Существует также способ закачки неиспользуемого ПНГ в «пустой» пласт на хранение. Закачанный в пласт газ может храниться до того времени, когда при многократном увеличении стоимости его использование станет экономически выгодным. Но для этого необходим пласт с подходящими характеристиками вблизи от месторождения. Таким образом, в рамках геологического направления выделяют следующие методы использования ПНГ:

- закачка в пласт, как мероприятие по увеличению нефтеотдачи;
- закачка в «пустой» пласт, с целью хранения неиспользуемого ПНГ.

Изучив все имеющиеся методы использования попутного нефтяного газа, был сформирован банк проектов эффективного использования попутного нефтяного газа.

Следующей задачей являлось формирование групп месторождений (таблица 1). На сегодняшний день в активе компании ОАО АНК «Башнефть» числится 191 месторождение нефти и газа. В основу группировки месторождения положены следующие группировочные признаки:

- объем добычи нефти и ее свойства;
- газовый фактор, характеризующий объем нефтяного газа содержащегося в 1 тонне добытой нефти;
- компонентный состав ПНГ;
- стадия разработки месторождения;
- удаленность месторождения от центров переработки газа.

Также была проведена оценка экономической эффективности проектов без учета рисков. В результате оценки выявлено, что лишь 4 проекта имеют положительное значение показателей экономиче-

ской эффективности. Таким образом, дальнейшему исследованию подверглись лишь четыре проекта: производства синтетических топлив (GTL- производства), производства метанола, выработки электроэнергии, закачке ПНГ в пласт с целью повышения нефтеотдачи. Остальные проекты, указанные в банке методов по использованию ПНГ были удалены ввиду их неэффективности в рамках деятельности компании ОАО АНК «Башнефть».

Следующим этапом нашего исследования стало выявление основных рисков каждого из проектов. В результате исследования выявлены следующие риски:

1. Производство синтетических топлив (GTL- производства):

- риск изменения внешних условий деятельности;
- риск, связанный с объемом и количеством добываемой нефти;
- риск возникновения аварий.

2. Проект производства метанола:

- риск снижения стоимости конечного продукта;
- риск, связанный со свойствами добываемой продукции;

3. Проект выработки электроэнергии:

- риск, связанный со свойствами добываемой продукции;
- риск появления альтернативных источников.

4. Проект закачки ПНГ в пласт с целью увеличения нефтеотдачи:

- риск нецелесообразности конечного продукта;
- риск возникновения аварий.

Для учета рисков проектов был использован метод корректировки ставки дисконта, т.к. данный метод

Таблица 1. Типизация месторождений

№ группы месторождений	Количество месторождений	Особенности группы
1	2	– ожидаемый объем добычи нефти 3-8 млн т; – ожидаемый объем добычи ПНГ свыше 70 млн м ³ ; – содержание серы 0-1 % ; – месторождения находятся на начальной стадии разработки; (Месторождения им. Требса и Титова)
2	13	– объем добычи нефти 0,5-3 млн т; – объем добычи ПНГ 20-70 млн м ³ ; – содержание серы высокое; – месторождения находятся на 2,3,4 стадиях; (Арланское, Югомашевское, Туймазинское, Четырмановское, Кирское, Котгынское, Люкпайское, Пермьяковское и Печеринское, Китаямско-Благодаровский, Дачно-Репинский лицензионные участки)
3	106	– объем добычи нефти 0,1-0,5 млн т; – объем добычи ПНГ 5-20 млн м ³ ; – содержание серы умеренное; – месторождения находятся на 2,3,4 стадиях;
4	70	– объем добычи нефти до 0,1 млн т ; – ожидаемый объем добычи ПНГ до 5 млн м ³ ; – содержание серы высокое; – месторождения находятся на 2,3,4 стадиях;

является наиболее подходящим для учета рисков в проектах разработки нефтяных месторождений. Использование данного метода делает возможным учет целого комплекса рисков и для его применения не требуется специального программного обеспечения или вычислительной техники. А для корректировки ставки дисконта был выбран метод кумулятивного построения ($r = r_f + r_i + \Delta r$), где r_f — базовая доходность, r_i — уровень инфляции, Δr — премия за риск), т.к. он является универсальным и гибким, позволяет учитывать пожелания инвесторов и все возможные факторы, которые могут повлиять на результат проекта [4]. Для расчетов в качестве r_f было принято значение ставки рефинансирования Центрального Банка РФ 8 %. В качестве r_i — уровень инфляции 2011 года равный 6 %. Значения премий за риск (Δr) были получены методом экспертных оценок. Результаты оценок представлены в таблице 2 [3].

Таблица 2. Виды рисков и оценка премий за риск

Виды рисков	Описание	Оценка $\Delta r, \%$
Страховой	Риск изменения внешних условий деятельности	2,2
Природный	Риск, связанный с объемом и количеством добываемой нефти	1,0
Сбытовой	Риск снижения стоимости конечного продукта	2,0
Сбытовой	Риск появления альтернативных источников	1,6
Природный	Риск, связанный со свойствами добываемой продукции	0,6
Сбытовой	Риск нецелесообразности конечного продукта	1,8
Прочие	Риск возникновения аварий	0,5

В результате оценки премий за риск получены следующие значения ставок дисконтирования:

1. Производство синтетических топлив (GTL-производства) $r = 17,7$;
2. Проект производства метанола $r = 17,1$;
3. Проект выработки электроэнергии $r = 16,2$;
4. Проект закачки ПНГ в пласт $r = 16,3$.

Следующим этапом исследования являлось формирование банка проектов эффективного использования ПНГ для сформированной группы месторождений. Сформировав банк проектов, мы провели сравнительный анализ показателей эффективности проектов. В результате сравнительного анализа для каждой группы месторождений рекомендован проект эффективного использования ПНГ.

Далее более подробно представлена оценка экономической эффективности рекомендованных проектов.

Для первой группы месторождений предложен проект производства синтетических топлив. Согласно

объемам добычи производственная мощность комплекса GTL составит 90-100 тыс. тонн продукции ежегодно, 240 тонн в сутки. Расход природного газа на единицу выпускаемого продукта — 2,24-2,26 тыс. м³.

Конечный продукт — автомобильный бензин с октаном 92 ед. и дизельное топливо. В структуре производства доля дизельного топлива составила 70 %, Аи-92 — 30 %. Структура выпуска определена профильными компаниями.

Объем капитальных затрат на строительство производственного комплекса GTL мощностью 90-100 тыс. тонн ежегодно составил 2,9 трлн руб., в том числе 34 млн руб. — затраты на приобретение собственного парка автоцистерн на шасси «Урал». В структуре капитальных затрат рассматриваемого проекта более 70 % занимают расходы на приобретение всего комплекса оборудования.

Оценочный вес всего необходимого оборудования составит около 2-2,5 тыс. тонн, для размещения которого понадобится расширенная площадь. Экономия места за счет вертикальной компоновки компенсируется дополнительной требуемой площадью для размещения оборудования в утепленных боксах. Период работы оборудования по различным оценкам может составлять до 140 тыс. часов, до первого капитального ремонта — до 110 тыс. часов. В таблице 3 представлены результаты оценки экономической эффективности проекта GTL-производства.

Таблица 3. Результаты оценки экономической эффективности проекта GTL-производства

Показатель	Значение
Инвестиции, млн руб.	2900,00
Ставка дисконтирования, %	17,70
ЧДД, млн руб.	3024,80
СО, лет	9,00
ВНД, %	28,50
ИД	1,04

Основными факторами строительства GTL инфраструктуры являются: прямая зависимость от конъюнктуры мирового рынка энергоносителей; условия транспортировки, не допускающей смеси с органической нефтью; условие одновременного запуска производственного комплекса без возможности увеличения или сокращения объемов производства в дальнейшем.

Для второй группы месторождений рекомендован проект выработки электроэнергии. Проект направлен на сокращение дефицита потребляемой электрической мощности, а также на снижение затрат на приобретение электроэнергии и повышение надежности электроснабжения производственного комплекса.

Комплекс по генерации состоит из газотурбинной электростанции, в составе 7-ми газотурбинных электроагрегатов контейнерного исполнения типа Centrax CX501-KB7 на основе турбин KB7 производства Rolls-Royce, предназначенной для постоянной выдачи 27 кВт электрической энергии, а также повышающей подстанции ПС 6/35 кВ, расположенной на площадке, для преобразования электрической энергии напряжением 6,3 кВ в 35 кВ.

В состав электростанции также входит комплекс газоподготовки, инженерные сети газоснабжения, водоснабжения, канализации, кабельные связи с дополнительными ячейками для подключения к существующим распределительным устройствам 6 кВ, производственные, бытовые и складские помещения. В таблице 4 представлены результаты оценки экономической эффективности проекта выработки электроэнергии.

Таблица 4. Результаты оценки экономической эффективности проекта выработки электроэнергии

Показатель	Значение
Инвестиции, млн руб.	1389,00
Ставка дисконтирования, %	16,20
ЧДД, млн руб.	1801,46
СО, лет	4,00
ВНД, %	42,00
ИД	1,30

Для третьей группы месторождений рекомендован проект производства метанола. Объем производства при указанных объемах ежегодной добычи составляет 200 тыс. тонн из расчета почасовой мощности установки в объеме 25 тонн и 8000 часов наработки ежегодно. Расход природного газа на производство одной тонны метанола составил 850-900 м³, что было подтверждено специалистами профильных компаний. Конечный продукт на выходе — метанол марки «А».

После получения результатов, высокая степень достоверности которых была подтверждена производителями и инжиниринговыми компаниями, проект по производству метанола рентабелен и имеет следующие финансово-экономические показатели (таблица 5).

Таблица 5. Результаты оценки экономической эффективности проекта по производству метанола

Показатель	Значение
Инвестиции, млн руб.	1600,0
Ставка дисконтирования, %	17,1
ЧДД, млн руб.	1760,6
СО, лет	7,0
ВНД, %	30,5
ИД	1,1

На основе проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- рынок метанола в России существует. За время его существования сложилась инфраструктура и круг потребителей, сформировался ценовой фактор;
- сокращение предложения фактически не оказывает на рынок значимого эффекта, т.к. традиционно в мире объем предложения опережает объем спроса;
- рост производственных издержек связан в первую очередь с колебанием цен на сырье и, особенно на природный газ;

- конкурентоспособность российского метанола на мировом рынке обусловлена именно более низкими внутренними ценами на природный газ, которые контролируются государством;

- при росте внутрироссийских цен на природный газ российский производитель сможет себя обезопасить только углублением и расширением процесса переработки;

- углубление процесса переработки позволит повысить качественный уровень газохимической отрасли и промышленности РФ в целом, а также сформирует базу для производства дополнительного объема валовой добавленной стоимости (ВДС), что будет вызвано не вовлечением дополнительного количества массовых ресурсов (экстенсивный сценарий), а повышением степени переработки продукции и ее внедрением в промышленный оборот (интенсивный сценарий).

Главный результат — подтверждение, что проект по производству метанола в России является рентабельным и экономически привлекательным для потенциального инвестора. Вместе с тем существующие ограничения (железнодорожные тарифы, взрывоопасность и токсичность продукта, сложность и энергоемкость производственного процесса, дорогостоящее оборудование, высокая зависимость от цен на природный газ и нестабильная мировая конъюнктура), которые теоретически снижают инвестиционную привлекательность проекта.

Для четвертой группы месторождений рентабельным оказался проект по закачке ПНГ в пласт. Реализация данного проекта предполагает строительство УКПГ и ДКС. В таблице 6 представлены результаты оценки экономической эффективности проекта закачке ПНГ в пласт.

Таблица 6. Результаты оценки экономической эффективности проекта закачки ПНГ в пласт

Показатель	Значение
Инвестиции, млн руб.	320,00
Ставка дисконтирования, %	16,30
ЧДД, млн руб.	339,30
СО, лет	6,00
ВНД, %	34,00
ИД	1,06

Таблица 7. План эффективного использования ПНГ в компании

Рекомендованный проект	Номер группы месторождений			
	№1	№2	№3	№4
	производство синтетических топлив	выработка электроэнергии	производство метанола	закачка в пласт
Инвестиции, млн руб.	2900,00	1389,00	1600,00	320,00
Ставка дисконтирования, %	17,70	16,20	17,10	16,30
ЧДД, млн руб.	3024,80	1801,46	1760,60	339,30
СО, лет	9,00	4,00	7,00	6,00
ВНД, %	28,50	42,00	30,50	34,00
ИД	1,04	1,30	1,10	1,06

В результате проведенных расчетов сформирован план эффективного использования ПНГ в компании ОАО АНК «Башнефть» (таблица 7).

Выводы

Таким образом, на основе разработанного механизма для каждой группы месторождений рекомендован экономически целесообразный вариант эффективного использования попутного нефтяного газа в компании ОАО АНК «Башнефть».

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Книжников А.Ю., Кутепова Е.А., Кочи К.В. Проблемы и перспективы использования ПНГ в России: ежегод. обзор. М.: WWF-России, КИМГ, 2011. Вып. 3. 33 с.
2. Левшин П.М. Технично-экономические и экологические аспекты утилизации ПНГ// Территория Нефтегаз. 2011. №8. С.8.
3. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности/ Андреев А.Ф. и др. М.: НУМЦ Минприроды РФ, 1997. 341с.
4. Синадский В. Расчет ставки дисконтирования //Финансовый директор. 2003. № 4. С.15-19.
5. Фейгин В.И., Брагинский О.В. Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте-газохимии в РФ. М.: Эконинформ. 2011. 800 с.
6. Буренина И.В. Механизм формирования программы повышения экономической эффективности деятельности нефтегазодобывающего предприятия // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2011. №2. С.7-9.
7. Буренина И.В., Бирюкова В.В., Зац С.А. Повышение экономической эффективности деятельности нефтегазодобывающего предприятия (теория и методология): монография СПб:Недра. 2010. 280 с.

REFERENCES

1. Knizhnikov A. Yu., Kutepova E. A., Kochi K. V. Problemy i perspektivy ispol'zovaniya PNG v Rossii: ezhegodnyi obzor. M. WWF-Rossii, KPMG, 2011. Вып. 3. 33с. [in russian].
2. Levshin P. M. Tehniko- ekonomicheskie i ekologicheskie aspekty utilizatsii PNG// Territoriya Neftegaz. 2011. № 8. S. 8. [in russian].
3. Osnovy proektnogo analiza v neftyanoi i gazovoi promyshlennosti / Andreev A. F. i dr. M.: NUMC Minprirody RF, 1997. 341s. [in russian].
4. Sinadskii V. Raschet stavki diskontirovaniya // Finansovyi direktor. 2003. № 4. С. 15-19. [in russian].
5. Feigin V. I., Braginskii O. V. Issledovanie sostoyaniya i perspektiv napravlenii i pererabotki nefiti i gaza, nefte-gazohimii v RF. M.: Ekoninform. 2011. 800 с. [in russian].
6. Burenina I. V. Mehanizm formirovaniya programmy povysheniya ekonomicheskoi effektivnosti deyatel'nosti neftegazodobyvayushogo predpriyatiya // Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom. 2011. №2. S. 7-9. [in russian].
7. Burenina I. V., Biryukova V. V., Zats S. A. Povyshenie ekonomicheskoi effektivnosti deyatel'nosti neftegazodobyvayushogo predpriyatiya (teoriya i metodologiya): monografiya SPb: Nedra. 2010. 280s. [in russian].

Буренина И.В., д-р экон.наук, доцент кафедры «Экономика и управление на предприятии нефтяной и газовой промышленности» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г.Уфа, Российская Федерация.

I. V. Burenina, Doctor of Economic Sciences, Associate Professor of the Chair of Economics and Management in the Oil and Gas Industry, FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

Мухаметьянова Г.З., аспирант кафедры «Экономика и управление напредприятий нефтяной и газовой промышленности» ФГБОУ ВПО УГНТУ, г.Уфа, Российская Федерация.

G. Z. Muhametyanova, Post-graduate student of the Chair of Economics and Management in the Oil and Gas Industry, FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

e-mail: guzel-muhametyanova@mail.ru