

**МЕТОДИКА ПО УЧЕТУ ДОБЫЧИ ПРОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (ГАЗ
ПРИРОДНЫЙ, ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ, НЕФТЬ И РАСТВОРЕННЫЙ ГАЗ) НА
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖАХ**

Новый Уренгой

2018

**Разработана АО «АРКТИКГАЗ» (Язьков А.В., Соловьев В.В., Магомедова М.К.,
Буткеев А.С., Девятов А.С. Ануфриев П.В.)**

Содержание

1. Область применения	3
2. Термины и определения	3
3. Общие положения	7
4. Методы и средства определения количества и показателей качества природного газа, газового конденсата, нефти и попутного нефтяного газа.....	8
5. Учет валовой добычи природного газа, газового конденсата, нефти и растворенного газа.....	11
5.1 Учет валовой добычи газа из газоконденсатных скважин	13
5.2 Учет валовой добычи газового конденсата и нефти из газоконденсатных скважин.....	15
5.3 Учет валовой добычи попутного нефтяного газа (ПНГ) из нефтяных скважин	17
5.4 Учет валовой добычи ЖУВ из нефтяных скважин	18
5.5 Разделение ЖУВ и ПНГ на нефть, газовый конденсат, растворенный и сухой газ газовой шапки в нефтяных скважинах.....	21
5.6 Определение общей добычи сухого газа, конденсата C_{5+} , нефти и растворенного газа по месторождению	23
6. Пример месячного эксплуатационного рапорта для нефтяных скважин	24
7. Пример ежемесячного разделения ЖУВ и ПНГ за месяц для нефтяной скважины, работающей на УКПГ	25
8. Пример ежемесячного разделения ЖУВ и ПНГ за месяц для нефтяной скважины, работающей на УПН	26
9. Пример ежемесячного разделения ЖУВ и ПНГ на нефть, газовый конденсат растворенный газ и сухой газ газовой шапки.....	27
10. Библиография	28

1. Область применения

1.1. Методика устанавливает единые требования к организации учета добываемых углеводородов, порядку учетных операций, формам представления результатов учета, а также метрологическому обеспечению учета УВ.

Принятые сокращения

ГОСТ	- национальный стандарт
РД	- руководящий документ
СИКН	- система измерений количества и показателей качества нефти
СИКГК	- система измерений количества и показателей качества газового конденсата
УКПГ	- Установка комплексной подготовки газа
УПН	-Установка подготовки нефти
УДК	- Установка деэтанализации конденсата
ЛХА	-Лаборатория химического анализа
ЦДГ,ГК	-Цех добычи газа, газового конденсата и нефти
ПТО	-Производственно-технический отдел
ОР	-Отдел разработки
СОГ	-Сухой отбензиненный газ

2. Термины и определения

Валовая добыча деэтанализованного газового конденсата - количественный показатель, обозначающий массу добываемого деэтанализованного газового конденсата за определенный промежуток времени и определяемый, как масса товарного ДЭК плюс общие потери ДЭК и расход ДЭК на собственные технологические нужды.

Валовая добыча нефти - количественный показатель, обозначающий массу добываемой нефти, определяемый, как сумма массы товарной нефти, расхода нефти на собственные технологические нужды и общих потерь нефти.

Валовая добыча ПНГ - это объем всего извлеченного из недр на поверхность ПНГ, который определяется как сумма товарной добычи ПНГ, расхода ПНГ на собственные технологические нужды и общих потерь ПНГ (включая утилизацию на факеле).

Валовая добыча СОГ - количественный показатель, обозначающий объем добываемого газа, определяемый, как сумма объема товарного газа (СОГ), поступающего в магистральный газопровод, общих потерь газа и расхода газа на собственные технологические нужды.

Газ газовых шапок - природный газ, находящийся при начальных пластовых условиях в газообразном состоянии в повышенных частях структуры (газовых шапках) над нефтяной частью залежи. При разработке нефтяной части залежи нефтяными скважинами газ газовой шапки может входить в состав попутного нефтяного газа в виде прорывного газа.

Газовый конденсат C_{5+} – смесь неуглеводородных компонентов и углеводородных, состоящих из углеводородов группы C_{5+} (пентаны + высшие), находящихся при начальных термобарических условиях в газообразном состоянии в пластовом газе и переходящие в жидкое состояние при снижении давления ниже давления начала конденсации.

Газовый фактор – отношение объема газа, замеренного при стандартных условиях, к массе ЖУВ (смеси дегазированной нефти и конденсата C_{5+}), m^3/t .

Газоконденсатная залежь – залежь, в которой насыщающие ее углеводороды в условиях начального пластового давления и температуры находятся в газообразном состоянии, а при снижении пластового давления ниже начального газообразном и жидком состояниях.

Газосодержание – объем газа, растворенного в единице массы нефти при текущих пластовых условиях (m^3/t).

Дегазированная нефть (далее по тексту нефть)- пластовая, из которой в процессе подготовки удален растворенный (попутный) газ.

Дезтанизированный газовый конденсат (далее по тексту ДЭК) - нестабильный газовый конденсат, прошедший технологию промысловой подготовки, из которого удален основной объема метана и этана, и отвечающий требованиям ТУ 0271-146-31323949-2010.

Жидкие углеводороды (ЖУВ) – дегазированная нефть, газовый конденсат C_{5+} , либо их смесь.

Исполнительный баланс по газу, конденсату и нефти (далее по тексту баланс) - сводный документ, отражающий наличие на начало и конец отчетного периода, добычу, реализацию и движение углеводородного сырья и являющийся формой отражения показателей производственной деятельности нефтегазодобывающей организации.

Лицензионный участок недр - участок недр, предоставленный в пользование нефтегазодобывающей организации в соответствии с законодательством Российской Федерации.

«Мертвый» (немобильный) остаток - объем нефти или газового конденсата, находящийся в «мертвой» полости резервуара, ниже приемно-раздаточного патрубка, а также в трубопроводах.

Нестабильный газовый конденсат (насыщенный газовый конденсат)– газовый конденсат, содержащий в растворенном виде газообразные углеводороды и неуглеводородные компоненты, выделяющиеся при приведении его к стандартным условиям.

Нетехнологические потери - потери, возникающие вследствие хранения и (или) транспортировки добытого полезного ископаемого, а также при возникновении аварийных ситуаций и (или) нарушении технологического процесса.

Нефтегазоконденсатная залежь - газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой или залежь, в которых газоконденсатная шапка превышает по объему нефтяную часть залежи.

Нефтегазоконденсатная смесь - смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, содержащихся в нефтегазоконденсатной залежи и извлекаемых из недр на поверхность в процессе разработки месторождения нефтяными и/или газоконденсатными скважинами.

Общие потери – безвозвратные потери УВ, складывающиеся из технологических потерь и других нетехнологических потерь, возникших вследствие хранения и (или) транспортировки добытого полезного ископаемого, а также при возникновении аварийных ситуаций и (или) нарушении технологического процесса.

Остаток нефти (или газового конденсата) - количество нефти или газового конденсата, находящееся в нефтегазодобывающей организации, определенное на день проведения инвентаризации.

Отчетный период - период времени, определенный, как календарный месяц, по окончании которого определяется количество добытого газа, газового конденсата, нефти и попутного нефтяного газа, количество реализованных УВ, количество потерь и количество израсходованных на собственные нужды УВ в нефтегазодобывающей организации, и составляется исполнительный баланс.

Пластовая нефть - полезное ископаемое, представляющее природную смесь углеводородов (метановой, нафтеновой и ароматической групп), которая в пластовых условиях находится в жидкой фазе.

Пластовый газ - смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, содержащихся в газовой, газоконденсатной или нефтегазоконденсатной залежи, которые при начальном пластовом давлении и температуре находятся в газообразном состоянии, и извлекаемых из недр на поверхность в процессе разработки месторождения.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) - растворенный газ или смесь растворенного газа и газа из газовой шапки, добываемый через нефтяные скважины.

Потенциальное содержание газового конденсата C_{5+} в пластовом газе – массовое содержание компонентов C_{5+} , содержащихся в пластовом газе из расчета на 1 м³ сухого газа

Природный газ - смесь углеводородных CH_4 - C_4H_{10} и неуглеводородных компонентов, находящихся в газообразном состоянии при начальных пластовых условиях в газоконденсатной, газовой или нефтегазоконденсатной залежи и при стандартных условиях на поверхности. Основными углеводородными компонентами газа при стандартных условиях являются метан и его гомологи-этан, пропан, бутаны. Из неуглеводородных компонентов могут содержаться сероводород, гелий, диоксид и инертные газы.

Растворенный газ - газообразная смесь углеводородных $\text{CH}_4\text{-C}_4\text{H}_{10}$ и неуглеводородных компонентов, растворенная в нефти при пластовых условиях и выделяющаяся из нефти при переходе к стандартным условиям [19].

Расход на собственные технологические нужды – количество газа, газового конденсата нефти и попутного нефтяного газа, используемых в качестве топлива для обеспечения работоспособности объектов добычи и подготовки или иных производственных целей (производство метанола, обработки скважин и т.п.).

Стандартные условия - условия, соответствующие температуре 293,15 К и давлению 0,101325 МПа.

Сторонняя организация - юридическое лицо, находящееся в договорных отношениях с недропользователем.

Сухой газ газовых шапок - смесь углеводородных $\text{CH}_4\text{-C}_4\text{H}_{10}$ и неуглеводородных компонентов, находящихся в газообразном состоянии при начальных пластовых условиях в газовых шапках и при стандартных условиях на поверхности.

Технологические потери - неизбежные потери УВ, связанные с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения, включая объекты добычи, подготовки и внутрипромысловой транспортировки, а также с уровнем техники и технических средств, применяемых на объектах подготовки.

Технологический остаток нефти (или газового конденсата) - количество нефти (или газового конденсата) в технологических аппаратах, трубопроводах и резервуарах, необходимое для обеспечения и поддержания нормального технологического режима в системах сбора, транспортировки и подготовки нефти, а также для осуществления нормального непрерывного технологического процесса.

Товарная добыча дегидратированного газового конденсата - количественный показатель, обозначающий массу получаемого на УКПГ дегидратированного газового конденсата за определенный промежуток времени и поступающего с УКПГ через коммерческий узел учёта в конденсатопровод внешнего транспорта.

Товарная добыча нефти (обезвоженная, обессоленная и стабилизированная) - масса добытой нефти, подготовленной к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов.

Товарная добыча ПНГ - товарная продукция, подаваемая в магистральный газопровод для транспортировки либо непосредственно конечному потребителю, предварительно подготовленная до соответствия принятых стандартов для пункта сдачи.

Товарная добыча СОГ – газообразная товарная продукция, состоящая в основном из метана и этана с примесями других углеводородных и неуглеводородных компонентов подготовленная на УКПГ до соответствия СТО Газпром 089-2010 и подаваемая в магистральный газопровод.

Товарный остаток добытой нефти - остаток нефти, предназначенный для реализации потребителю.

Учетная операция - последовательно выполняемые организационные, технологические, измерительные (с установленными нормами погрешности измерений) и вычислительные действия по определению количества и качества углеводородного сырья и составлению первичных учётных документов.

3. Общие положения

3.1 Учет добычи природного газа, газового конденсата, нефти и ПНГ (включающего в себя растворенный и прорывной газ газовой шапки) в нефтегазодобывающей организации представляет собой упорядоченный сбор, регистрацию и обобщение информации в натуральном выражении о количестве добываемого, принимаемого от сторонних организаций, подготавливаемого, потребляемого, хранимого, транспортируемого и передаваемого сторонним организациям углеводородного сырья путем документирования.

3.2 Учету подлежит весь добытый природный газ, газовый конденсат, нефть и ПНГ.

3.3 Целями учёта каждого вида продукции в соответствии с [3-9] являются:

- достоверный учет добычи и списание запасов углеводородов;
- определение показателей, необходимых для расчета налогооблагаемой базы по налогу на добычу полезных ископаемых;
- оценка результатов производственной деятельности организации и её подразделений;
- планирование и оценка мероприятий по совершенствованию и повышению эффективности разработки лицензионных участков недр;
- корректная настройка гидродинамических моделей и последующих прогнозных расчетов при проектировании и анализе разработки.

3.4 В соответствующие Федеральные органы исполнительной власти нефтегазодобывающая организация представляет сведения для составления территориального и государственного балансов запасов полезных ископаемых, о выполнении условий лицензионного соглашения по уровням добычи природного газа и нефти на лицензионном участке недр и рациональном использовании недр, а так же для определения налогооблагаемой базы. Порядок представления сведений устанавливается законодательством Российской Федерации и нормативными документами соответствующих Федеральных органов исполнительной власти.

3.5 Учёт природного газа, газового конденсата, нефти и ПНГ осуществляется по результатам учётных операций отдельно по каждой скважине, на УКПГ, УПН и на других объектах, предусмотренных проектом обустройства месторождения.

3.6 Для целей, предусмотренных в пункте 3.3, по результатам учетных мероприятий на каждом месторождении недропользователя определяют:

- дебит каждой скважины по газу, газовому конденсату, нефти и ПНГ не менее 1 раза в месяц;
- общую массу газового конденсата и нефти, извлечённых из недр, за сутки и за отчётный период;
- общий объём добычи СОГ и ПНГ за сутки и за отчётный период.

3.7 Учет общего объема добываемого природного газа, газового конденсата, нефти и ПНГ проводят ежесуточно по состоянию на 10 часов московского времени.

3.8 Качество товарной продукции определяют по результатам измерений параметров их физико-химических свойств (показателей качества) в ходе каждой учётной операции. Физико-химические показатели качества природного газа, газового конденсата, нефти и ПНГ определяют по отобранной пробе в аккредитованной лаборатории в установленном порядке. Отбор проб природного газа, газового конденсата, нефти и ПНГ производят в соответствии с требованиями, установленными ГОСТ 2517 на методы отбора проб. Отбор проб природного газа и газового конденсата производится на узлах коммерческого учета газа и конденсата в специально оборудованных точках. ПНГ отбирается в точке отбора на выходе из УПН. В течение отчетного периода отбираются по три пробы природного газа, газового конденсата и ПНГ. Качество нефти для определения массы определяют по результатам измерений параметров её физико-химических свойств (показателей качества) в ходе каждой учётной операции. Определение массы нетто нефти обессоленной, обезвоженной, стабилизированной производится по результатам измерений параметров ее физико-химических свойств в соответствии с правилами учета нефти, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.05.2014 № 451 (в редакции последующих изменений и дополнений).

3.9 За отчётный период по результатам учётных операций составляется исполнительный баланс природного газа, газового конденсата, нефти и ПНГ, который согласовывается с заместителем генерального директора-главным геологом и утверждается заместителем генерального директора-главным инженером недропользователя [12].

3.10 Учет газового конденсата и нефти осуществляется в тоннах с округлением полученного результата до третьего знака после запятой.

3.11 Учет природного газа и ПНГ осуществляется в тыс.м³ при стандартных условиях с округлением полученного результата до третьего знака после запятой.

4. Методы и средства определения количества и показателей качества природного газа, газового конденсата, нефти и попутного нефтяного газа

4.1. Количество природного газа, газового конденсата, нефти и ПНГ определяются посредством проведения измерений с применением средств измерений и устройств с измерительными функциями по методикам измерений, отвечающих требованиям законодательства Российской Федерации об обеспечении единства измерений и о техническом регулировании. Средства измерений, применяемые при проведении учётных операций, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений и имеют Сертификат об утверждении типа.

Основными методами измерений, реализуемыми с применением средств измерений при проведении учетных операций для определения количества природного газа, газового конденсата, нефти и ПНГ, являются:

- метод динамических измерений объемного расхода газа с последующим вычислением объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям по значениям объемного расхода, коэффициента сжимаемости, температуры и давления газа;

- прямой метод динамических измерений с применением счетчиков-расходомеров массовых;
- косвенный метод статических измерений.

4.2. Определение количества добытых полезных ископаемых осуществляется с применением следующих средств измерения (или аналогичных им):

-Учет количества СОГ осуществляется с применением системы измерений количества и параметров природного газа (СИКГ). Для определения объемного расхода газа используется преобразователь расхода газа ультразвуковой SeniorSonic. Вычислительное устройство: контроллер измерительный FloBoss S600. Пределы относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, составляют $\pm 0,8\%$

-Учет количества ДЭК производится системой измерения количества и показателей качества газового конденсата (СИКГК) в составе узла коммерческого учета газового конденсата (УКУГК). Измерение массы газового конденсата проводится прямым методом динамических измерений с применением счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion CMF 300 и контроллера измерительного FloBoss S600+ в автоматическом режиме. Пределы относительной погрешности измерения массы газового конденсата составляют $\pm 0,25\%$

-Учет количества жидких углеводородов из нефтяных скважин осуществляется прямым и косвенным методом статических измерений. Качество углеводородов, поставляемых с месторождения должно соответствовать следующим нормативным документам:

- Товарный газ (СОГ или смесь СОГ и ПНГ) — СТО Газпром 089-2010;
- Товарный конденсат (деэтанализованный конденсат или смесь деэтанализованного конденсата и нефти, содержание нефти в которой не более 10% масс.) — ТУ 0271-146-31323949-2010;
- Товарная нефть (нефть или смесь нефти и газового конденсата С5+) – ГОСТ Р 51858-2002.

4.3. Средства измерений и методики выполнения измерений подлежат метрологическому контролю и надзору в соответствии с действующим законодательством.

Лабораторный метод определения компонентного состава СОГ осуществляется в соответствии с ГОСТ 31371.7-2008 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов» (метод Б). По данному методу определяют молярную долю следующих компонентов: метан, этан, пропан, изобутан, н-бутан, изопентан, н-пентан, неопентан, углеводороды С₆+ суммарно, а также диоксид углерода, гелий, водород, кислород, азот. Серосодержащие компоненты СОГ определяются в соответствии с ГОСТ Р 53367-2009 «Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом». По данному методу определяют массовые концентрации сероводорода, меркаптанов С₁-С₄ и карбонилсульфида.

Лабораторный способ определения компонентного состава КГД производится в соответствии с ТУ 0271-146-31323949-2010 «Конденсат газовый деэтанализованный. Технические условия». Данный метод предполагает определение углеводородного состава ДЭК с предварительным разгазированием пробы. Газовую часть анализируют на газовом хроматографе. Затем расчетным способом определяют компонентный состав исходной пробы

ДЭК в массовых долях. Определяемые компоненты в ДЭК: метан, этан, пропан, изобутан, н-бутан, изопентан, н-пентан, углеводороды C₆+ суммарно.

Лабораторный контроль качества нефти осуществляется по следующим показателям: плотность (ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности»), давление насыщенных паров (ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров»), содержание воды (ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения содержания воды»), хлористых солей (ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей»), механических примесей (ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей») и общей серы (ГОСТ Р 51947-2002 «Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии»).

Определение нефти в продукции газоконденсатных скважин определяется согласно «Методики выполнения измерений массовой концентрации нефти в пробах нефтегазоконденсатной смеси нефтегазоконденсатных месторождений фотометрическим методом «Свидетельство об аттестации № 838/01.00248-2014/2014 ФБУ «Тюменский ЦСМ»». Фотометрический метод основан на сравнении светового потока, прошедшего через растворитель (раствор сравнения), по отношению к которому проводится измерение и светового потока, прошедшего через исследуемый раствор. Результатом измерения является содержание нефти в пробе ЖУВ отдельной скважины в г/дм³, оформленное протоколом ЛХА недропользователя [11].

Обычно на нефтяных кустовых площадках используются установки измерительные «ОЗНА-МАССОМЕР» предназначены для прямых и косвенных измерений массы сепарированной сырой нефти, массы сепарированной безводной нефти и объема свободного нефтяного попутного газа, а также для измерений среднего массового расхода сырой нефти, среднего массового расхода обезвоженной нефти и среднего объемного расхода попутного нефтяного газа, извлекаемых из недр (добываемых из нефтяных скважин).

Измерительный модуль комплектуется расходомерами жидкости массовыми, расходомерами газа массовыми или объемными, влагомерами, преобразователями температуры и давления.

В качестве основных средств, в измерительном модуле, для измерений массы и массового расхода сырой нефти, могут использоваться кориолисовые массовые счетчики (расходомеры) с пределами основной допускаемой относительной погрешности измерений не более 0,5%

Для измерений объема и объемного расхода нефтяного газа могут использоваться кориолисовые массовые счетчики (расходомеры), а также вихревые, ультразвуковые и термоанемометрические (тепловые) счетчики (расходомеры) с пределами основной допускаемой относительной погрешности измерений не более $\pm 1,5\%$.

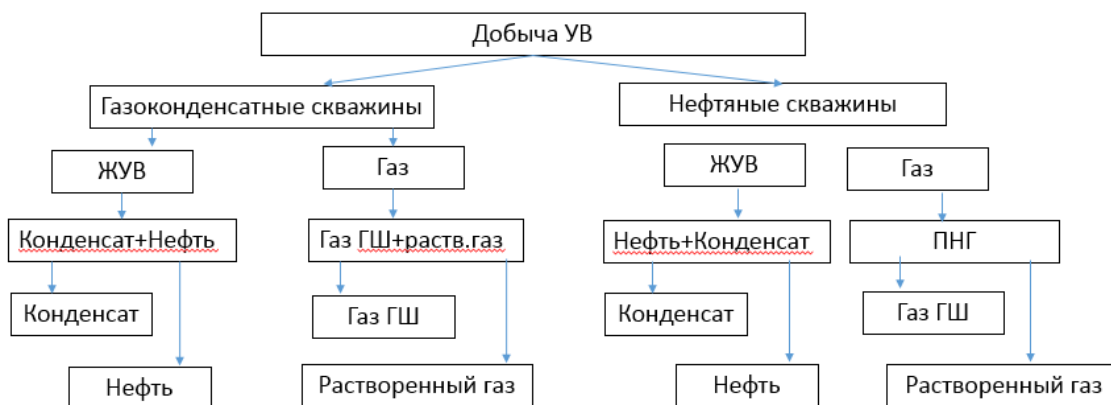
Для обеспечения измерений массы и массового расхода обезвоженной нефти могут использоваться влагомеры сырой нефти с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более 1,0 %, при содержании воды в сырой нефти до 70 % и с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,7\%$ при содержании воды в сырой нефти до 95 %.

5. Учет валовой добычи природного газа, газового конденсата, нефти и растворенного газа

Добыча УВ осуществляется через газовые (газоконденсатные) и нефтяные скважины.

При разработке нефтегазоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой продукцией скважин является нефтегазоконденсатная смесь, которая может состоять из различных видов УВ вследствие динамических процессов, происходящих при снижении пластового давления. В данных условиях продукция скважин может состоять:

- газоконденсатные скважины- сухой газ (газ газовой шапки), конденсат, нефть, растворенный газ;
- нефтяные скважины – нефть, попутный нефтяной газ (смесь растворенного газа и газа газовой шапки), конденсат,



Все виды добываемой продукции подлежат учету.

Основными объектами подготовки добываемого углеводородного сырья являются:

1. УКПГ-установка комплексной подготовки газа
2. УДК- установка деэтанзации конденсата
3. УПН-установка подготовки нефти.

Принципиальная схема движения УВ представлена на Рис.1.

Продукция газоконденсатных скважин (нефтегазоконденсатная смесь) поступает на УКПГ, где осуществляется подготовка нефтегазоконденсатной смеси по схеме низкотемпературной сепарации с разделением на сухой отбензиненный газ (СОГ) и нестабильный конденсат. Нестабильный конденсат подается на УДК, где происходит деэтанзация конденсата (удаление основного объема метана и этана) для дальнейшей транспортировки. Продуктами подготовки являются сухой отбензиненный газ (СОГ) и деэтанизированный конденсат (ДЭК), содержащие в своем составе газ природный, конденсат C5+, нефть, растворенный газ

При разработке нефтегазоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой обустройство нефтяных скважин может предусматривать различные варианты подключения скважин к объектам подготовки в зависимости от устьевых давлений и величины газового фактора.

Продукция нефтяных скважин с высоким устьевым давлением и высоким ГФ подается в систему сбора газоконденсатных объектов и поступает на УКПГ, где совместно с продукцией газоконденсатных скважин проходит подготовку по схеме низкотемпературной сепарации. Продуктами подготовки УКПГ являются СОГ и ДЭК, содержащие в своем составе газ природный, газовый конденсат C_{5+} , конденсат из ПНГ, нефть и попутный нефтяной газ.

Продукция нефтяных скважин с низким устьевым давлением подается на установку подготовки нефти УПН. Продуктами подготовки УПН являются товарная нефть, состоящая из нефти и газового конденсата C_{5+} и попутный нефтяной газ, который поступает для дальнейшей подготовки на УКПГ,

Попутный нефтяной газ с УПН поступает через узел учета на УКПГ, где из ПНГ в процессе подготовки происходит выделение части компонентов C_{3+} в жидкую фазу. Количество, выделившейся из ПНГ жидкой фазы определяется по результатам моделирования процесса подготовки на комплексной модели сбора и подготовки с учетом физико-химического состава ПНГ УПН, который проводится на регулярной основе 1 раз в год.

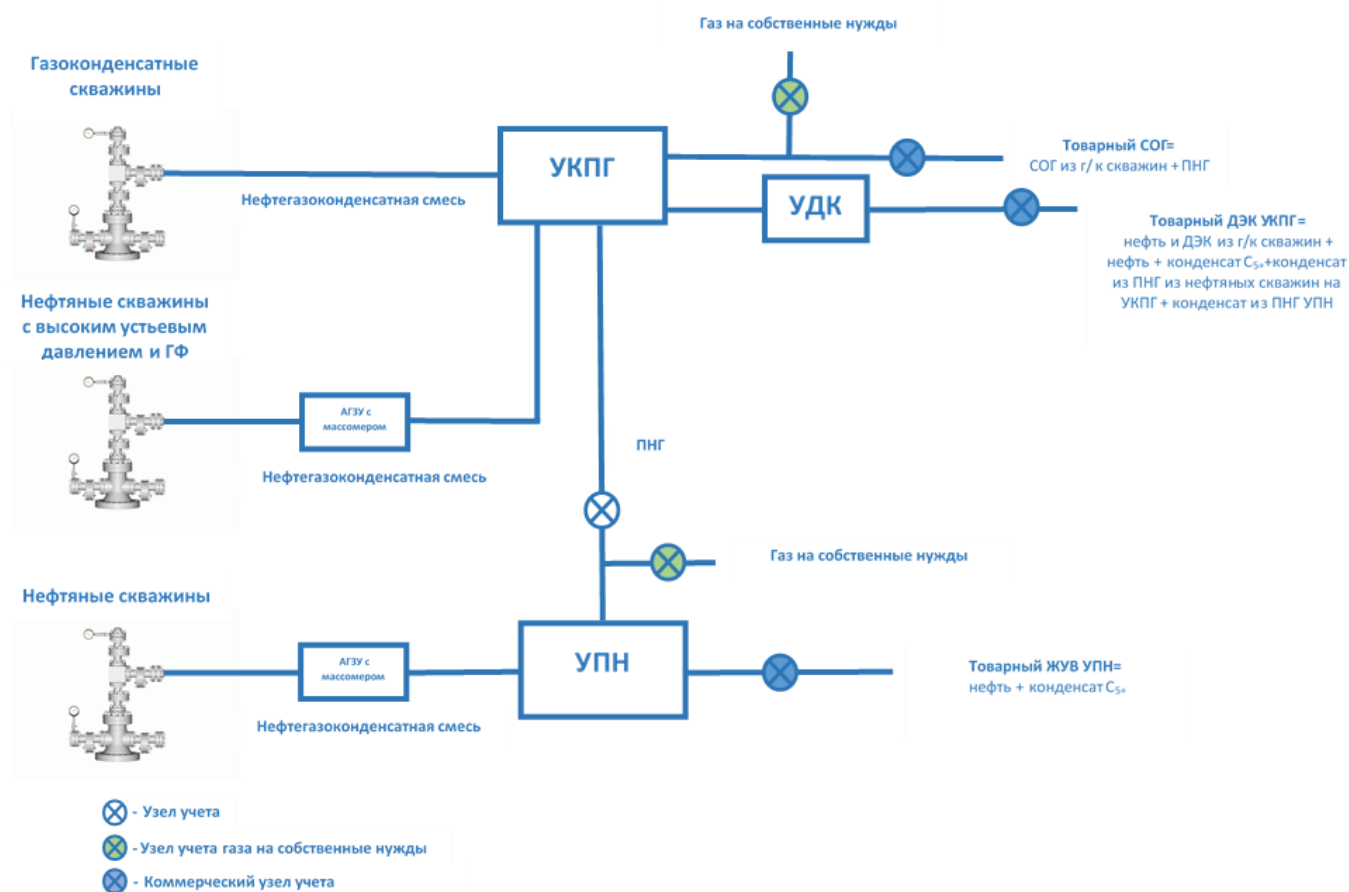


Рисунок 1 Схема движения углеводородов

5.1 Учет валовой добычи газа из газоконденсатных скважин

5.1.1 Порядок учета валовой добычи газа СОГ определяется как:

$$Q_{\text{валовая добыча СОГ}} = Q_{\text{товарная добыча СОГ}} + Q_{\text{газ на собственные технологические нужды}} + Q_{\text{общие потери газа}} \quad (1)$$

$$Q_{\text{товарная добыча СОГ}} = Q_{\text{общая товарная добыча газа}} - Q_{\text{товарная добыча ПНГ}} \quad (2)$$

- $Q_{\text{общая товарная добыча газа}}$ - общее количество товарного газа, прошедшее через приборы коммерческого узла учета УКПГ и соответствующее СТО Газпром 089-2010;

- $Q_{\text{товарная добыча ПНГ}}$ - товарная добыча попутного нефтяного газа из нефтяных скважин, работающих на УПН и на УКПГ;

- $Q_{\text{газ на собственные технологические нужды}}$ - расход газа СОГ на собственные технологические нужды;

- $Q_{\text{общие потери газа}}$ - потери газа, технологически связанные с принятой схемой разработки и обустройства, и другие нетехнологические потери.

5.1.2 Расход газа на собственные технологические нужды определяется количеством газа, использованного в качестве топлива для обеспечения работоспособности УКПГ в соответствии с технологическим регламентом на эксплуатацию УКПГ, вахтового жилого поселка и иных объектов обустройства. Отбор и замер осуществляется до коммерческого узла учета. Акты о расходе газа на собственные технологические нужды за отчетный месяц с разбивкой по статьям расхода составляются ЦДГ, ГКиН и предоставляются в ПТО первого числа месяца, следующего за отчетным.

5.1.3 Технологические потери газа, связанные с принятой схемой разработки и обустройства месторождения, определяются согласно актов на утилизацию в результате проведенных работ по исследованию скважин (ГДИ-ГКИ), освоению после бурения и ремонтных работ (КРС), а также иных работ, связанных с выпуском продукции скважин в атмосферу за отчетный месяц. Акты на утилизацию подготавливаются ОР и передаются в ПТО в срок до 3 числа месяца, следующего за отчетным, для формирования исполнительного баланса [12].

5.1.4 Согласно актов передачи-приема товарного газа в систему магистральных газопроводов по договорам поставки ПДС не позднее 3-го числа месяца, следующего за отчетным, предоставляет в ПТО объем реализации товарного газа за отчетный период.

5.1.5 Для целей списания запасов ОР ведется ежемесячный учет добычи сухого и пластового газа, который отражается в Месячном эксплуатационном рапорте (МЭР) как «Отбор сухого газа» и «Отбор пластового газа».

Отбор сухого газа по месторождению определяется из валовой добычи СОГ (тыс. м³) и мольной доли С1-С4 в нем, а также валовой добычи ДЭК(т) и массовой доли С1-С4 в нем за вычетом добычи растворенного газа, выделившегося из нефти:

$$Q_{\text{отбор сухого газа}} = Q_{\text{валовая добыча СОГ}} \times T + \frac{Q_{\text{валовая добыча ДЭК}} \times K}{\rho} - Q_{\text{р.г. из г/к скважин}} \quad (3)$$

- T - мольная доля $C1-C4$ в СОГ, д.ед., определяется по результатам физико-химических исследований состава товарной продукции;

- K - массовая доля $C1-C4$ в ДЭК, д.ед.;

- ρ - плотность сухого газа в ДЭК, определяются по результатам физико-химических исследований состава товарной продукции;

- $Q_{\text{р.г. из г/к скважин}}$ - добыча растворенного газа, выделившегося из нефти, полученной из газоконденсатных скважин.

Для расчета отбора сухого газа по i -ой скважине необходимо использовать долю добычи газа i -ой скважины к общей добыче газа по данным расходомеров по каждой скважине:

$$Q_{\text{отбор сухого газа}}^i = \frac{Q_{\text{газа(расходомер)}}^i}{\sum_{i=0}^N Q_{\text{газа(расходомер)}}^i} \times Q_{\text{отбор сухого газа}} \quad (5)$$

- $Q_{\text{газ(расходомер)}}^i$ - добыча газа по i -ой скважине по данным расходомеров;

Отбор пластового газа по каждой скважине определяется из отборов сухого газа по каждой скважине:

$$Q_{\text{пластового газа}}^i = \frac{Q_{\text{отбор сухого газа}}^i}{K^i} \quad (6)$$

- K^i - мольная доля сухого газа в пластовом по i -ой скважине, д.ед., определяется по результатам физико-химических исследований состава добываемой пластовой смеси. При отсутствии исследований на текущую дату принимается данным гидродинамического моделирования.

5.1.6 Учет добычи растворенного газа из газоконденсатных скважин

Общий объем растворенного газа, полученный из газоконденсатных скважин (тыс. м^3), определяется как сумма добычи растворенного газа по газоконденсатным скважинам:

$$Q_{\text{р.г. из г/к скважин}} = \sum_i^N (Q_{\text{нефти из г/к скважин}}^i \times r^i) \quad (7)$$

- $Q_{\text{нефти из г/к скважин}}^i$ - добыча нефти по i -ой газоконденсатной скважине;

- r^i - газосодержание по i -ой газоконденсатной скважине, определяется по зависимостям от текущего пластового давления из настроенных и утвержденных PVT-моделей пластовых флюидов. Пластовое давление по каждой скважине берется с фактического замера, если он проведен в текущем месяце. Пластовое давление по каждой скважине берется с фактического замера, если он проведен в текущем месяце. При отсутствии замера пластового давления в текущем месяце принимается из гидродинамической модели.

5.2 Учет валовой добычи газового конденсата и нефти из газоконденсатных скважин

5.2.1 Валовая добыча ДЭК за отчетный период определяется:

$$Q_{\text{валовая добыча ДЭК}} = Q_{\text{товарная добыча ДЭК}} + Q_{\text{ДЭК на собственные технологические нужды}} + Q_{\text{общие потери ДЭК}} \quad (8)$$

- $Q_{\text{товарная добыча ДЭК}}$ – количество ДЭК, прошедшее через приборы коммерческого узла учета, за вычетом продукции нефтяных скважин, работающих на УКПГ;

- $Q_{\text{ДЭК на собственные нужды}}$ – количество ДЭК, используемое на собственные технологические нужды;

- $Q_{\text{общие потери ДЭК}}$ – потери ДЭК, технологически связанные с принятой схемой разработки и обустройства и другие нетехнологические потери.

$$Q_{\text{товарная добыча ДЭК}} = Q_{\text{общая товарная добыча конденсата}} - Q_{\text{товарный ЖУВ из нефтяных скважин на УКПГ}}$$

5.2.2 Количество ДЭК, используемого на собственные технологические нужды, учитывается ЦДГ,ГКиН в соответствии с технологическим регламентом на эксплуатацию УКПГ. По результатам учетных операций первого числа месяца, следующего за отчетным ЦДГ,ГКиН предоставляет в ПТО Акт о расходе газового конденсата на собственные технологические нужды с разбивкой по статьям расхода.

5.2.3 Потери ДЭК определяются согласно Актов на утилизацию в результате проведенных работ по исследованию скважин (ГДИ-ГКИ), освоению после бурения и ремонтных работ (КРС), а также иных работ, связанных с выпуском продукции скважин в атмосферу за отчетный месяц. Акты на утилизацию подготавливаются ОР и передаются в ПТО в срок до 3 числа месяца, следующего за отчетным, для формирования исполнительного баланса [12].

5.2.4 Согласно актов приема-сдачи конденсата газового деэтанализованного по договорам поставки ПДС не позднее 3-го числа месяца, следующего за отчетным, предоставляет в ПТО объем реализации товарного газового конденсата за отчетный период.

5.2.5 Для целей списания запасов ОР ведется ежемесячный учет конденсата C_{5+} , который отражается в Месячном эксплуатационном рапорте (МЭР) как «Отбор конденсата C_{5+} ».

Отбор конденсата C_{5+} из газоконденсатных скважин определяется из валовой добычи СОГ за вычетом растворенного газа (тыс. m^3) и массовой доли C_{5+} в нем, а также валовой добычи ДЭК(т) и массовой доли C_{5+} за вычетом добычи нефти из газоконденсатных скважин в нем:

$$Q_{\text{отбор конденсата } C_{5+}} = (Q_{\text{валовая добыча СОГ}} - Q_{\text{р.г. из г/к скважин}}) \times M \times \rho_{\text{СОГ}} + Q_{\text{валовая добыча ДЭК}} \times N - Q_{\text{нефти из г/к скважин}} \quad (9)$$

- M - массовая доля C_{5+} в СОГ, д.ед., определяется по результатам физико-химических исследований состава товарной продукции 3 раза в месяц в аккредитованных лабораториях;

- N - массовая доля C_{5+} в ДЭК, д.ед., определяется по результатам физико-химических исследований состава товарной продукции 3 раза в месяц в аккредитованных лабораториях;

- $\rho_{\text{СОГ}}$ - плотность СОГ, определяется по результатам физико-химических исследований состава товарной продукции;

- $Q_{\text{нефти из г/к скважин}}$ - добыча нефти из г/к скважин.

Отбор C_{5+} по i -ой скважине определяется потенциальным содержанием C_{5+} в пластовом газе и объемом добытого пластового газа i -ой скважиной:

$$Q_{\text{отбор } C_{5+}}^i = Q_{\text{пластового газа}}^i \times L^i \quad (10)$$

- $Q_{\text{пластового газа}}^i$ - добыча пластового газа по i -ой скважине;

- L^i - потенциальное содержание C_{5+} в пластовом газе, определяемое по физико-химическим исследованиям состава скважинной продукции;

Для расчета добычи ДЭК по i -ой скважине необходимо использовать долю отборов C_{5+} i -ой скважины к общему отбору C_{5+} :

$$Q_{\text{ДЭК}}^i = \frac{Q_{\text{отбор } C_{5+}}^i}{\sum_{i=0}^N Q_{\text{отбор } C_{5+}}^i} \times Q_{\text{ДЭК}} \quad (11)$$

5.2.6 Учет добычи нефти в продукции газоконденсатных скважин

Общая добыча нефти из газоконденсатных скважин определяется как сумма добычи по отдельным скважинам, в продукции которых содержится нефть:

$$Q_{\text{нефти из г/к скважин}} = \sum_{i=0}^N Q_{\text{нефти из г/к скважин}}^i \quad (12)$$

- $Q_{\text{нефти из г/к скважин}}^i$ - добыча нефти из i -ой г/к скважины.

Добыча нефти по отдельной скважине определяется следующим образом:

- на устье скважины один раз в месяц производится отбор пробы ЖУВ;
- определяется содержание нефти в составе ЖУВ (D^i) согласно «Методики выполнения измерений массовой концентрации нефти в пробах нефтегазоконденсатной смеси нефтегазоконденсатных месторождений фотометрическим методом» [11];
- количество ЖУВ определяется по результатам измерений 1 раз в месяц;
- количество нефти определяется по результатам расчета по формуле:

$$Q_{\text{нефти}}^i = Q_{\text{ЖУВ}}^i \times D^i \quad (13)$$

Количество добытой нефти определяется с учетом фактических потерь.

Фактические потери определяются согласно Актов на утилизацию в результате проведенных работ по исследованию скважин (ГДИ-ГКИ), освоению после бурения и ремонтных работ (КРС), а также иных работ, связанных с выпуском продукции скважин в атмосферу за отчетный месяц. Акты на утилизацию подготавливаются ОР и передаются в ПТО в срок до 3 числа месяца, следующего за отчетным, для формирования исполнительного баланса [12].

5.3 Учет валовой добычи попутного нефтяного газа (ПНГ) из нефтяных скважин

5.3.1 Валовая добыча ПНГ из нефтяных скважин определяется как сумма товарной добычи, использования газа на собственные технологические нужды, утилизации на факелах и общих потерь:

$$Q_{\text{валовая добыча ПНГ}} = Q_{\text{товарная добыча ПНГ}} + Q_{\text{ПНГ на собственные технологические нужды}} + Q_{\text{общие потери ПНГ}} + Q_{\text{ПНГ утил}} \quad (14)$$

- $Q_{\text{товарная добыча ПНГ}}$ – товарная добыча попутного нефтяного газа из нефтяных скважин, работающих на УПН и на УКПГ.

- $Q_{\text{ПНГ на собственные технологические нужды}}$ – количество ПНГ, используемое на собственные технологические нужды;

- $Q_{\text{общие потери ПНГ}}$ – технологические и нетехнологические потери ПНГ;

- $Q_{\text{ПНГ утил}}$ – количество ПНГ, утилизированного на факел (сжигание).

5.3.2 Расход ПНГ на собственные технологические нужды определяется количеством газа, прошедшего через замерные узлы УПН и использованного в качестве топлива. Акты о расходе газа на собственные технологические нужды за отчетный месяц с разбивкой по статьям расхода составляются ЦДГ, ГКиН и предоставляются в ПТО первого числа месяца, следующего за отчетным.

5.3.3 Технологические потери ПНГ, определяются согласно Актов на утилизацию в результате проведенных работ по исследованию скважин (ГДИ-ГКИ), освоению после бурения и ремонтных работ (КРС), а также иных работ, связанных с выпуском продукции скважин в атмосферу за отчетный месяц. Акты на утилизацию подготавливаются ОР и передаются в ПТО в срок до 3 числа месяца, следующего за отчетным, для формирования исполнительного баланса [12].

5.3.4 Количество ПНГ, утилизированного на факел определяется по узлу учета. Акт по утилизации ПНГ на факел за отчетный месяц предоставляется в ПТО ДиПН первого числа месяца, следующего за отчетным.

5.3.5 Согласно актов передачи-приема товарного газа в систему магистральных газопроводов по договорам поставки ПДС не позднее 3-го числа месяца, следующего за отчетным, предоставляет в ПТО объем реализации товарного ПНГ за отчетный период.

5.3.6 Для целей списания запасов отделом разработки ведется ежемесячный учет количества добытого ПНГ из нефтяных скважин с разделением на растворенный газ и газ газовой шапки (прорывной). Количество извлеченного из недр газа отражается в МЭР по добыче нефти, газа и воды. Разделение ПНГ выполняется расчетным путем с использованием данных специализированных лабораторий, выполняющих комплексный анализ рекомбинированных проб пластового флюида, и результатов моделирования на основе действующей гидродинамической модели и применении корректных PVT-моделей пластовой нефти и газа газовой шапки.

5.3.7 Валовая добыча попутного нефтяного газа из нефтяных скважин определяется как сумма добычи газа по каждой скважине:

$$Q_{\text{ПНГ}} = \sum_{i=0}^N Q_{\text{ПНГ(УПН)}}^i + \sum_{i=0}^N Q_{\text{ПНГ(УКПГ)}}^i = \sum_{i=0}^N Q_{\text{ПНГ}}^i \quad (15)$$

- $Q_{\text{ПНГ(УПН)}}^i$ – добыча ПНГ i -ой нефтяной скважины, работающей на УПН, тыс.м³,

- $Q_{\text{ПНГ(УКПГ)}}^i$ – добыча ПНГ i -ой нефтяной скважины, работающей на УКПГ, тыс.м³,
замеряется передвижными замерными установками и массомерами на кустовой площадке.

- $Q_{\text{ПНГ}}^i$ – добыча ПНГ i -ой скважины, тыс.м³.

5.3.8 Для расчета добычи ПНГ по каждой нефтяной скважине, работающей на УПН, необходимо использовать долю добычи попутного нефтяного газа в общем объеме ПНГ УПН, определенную массомером:

$$Q_{\text{ПНГ}}^i = \frac{Q_{\text{ПНГ(массомер)}}^i}{\sum_{i=0}^N Q_{\text{ПНГ(массомер)}}^i} \times Q_{\text{ПНГ(УПН)}} \quad (16)$$

- $Q_{\text{ПНГ}}^i$ – добыча газа i -ой скважины, работающей на УПН, тыс. м³,

- $Q_{\text{ПНГ(массомер)}}^i$ – добыча газа i -ой скважины, замеренная через массомер, тыс. м³.

- $Q_{\text{ПНГ(УПН)}}$ – добыча ПНГ, замеренная на УПН, т.

5.3.9 Добыча ПНГ по каждой нефтяной скважине, работающей на УКПГ, определяется по данным замерных устройств, установленных на кустовой площадке, а также по результатам исследований скважин.

5.4 Учет валовой добычи ЖУВ из нефтяных скважин

Добыча ЖУВ из нефтяных скважин складывается из добычи ЖУВ по скважинам, работающим на УКПГ и добычи ЖУВ по скважинам, работающим на УПН:

$$Q_{\text{ЖУВ}} = (Q_{\text{нефть}} + Q_{\text{с5+}})_{\text{УКПГ}} + (Q_{\text{нефть}} + Q_{\text{с5+}})_{\text{УПН}} \quad (17)$$

5.4.1 В соответствии с Правилами учета нефти от 16.05.2014г № 451:

Масса нетто нефти (ЖУВ), добытой в отчетный период ($D_{\text{ф}}$), определяется по завершении подготовки нефти (ЖУВ) на месторождении по формуле:

$$Q_{\text{ЖУВ}} = \Delta M_{\text{ост}} + M_{\text{общ тр.}} + M_{\text{нгдо}} - M_{\text{возвр}} + P_{\text{ф}}. \quad (18)$$

- $\Delta M_{\text{ост}}$ - изменение массы нетто остатков нефти (ЖУВ) на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (УПН) в отчетный период (тонн);

- $M_{\text{общ тр.}}$ - масса нетто нефти (ЖУВ), переданной (реализованной) третьим лицам измеренной в отчетный период определенной посредством системы измерения количества нефти прямым (при сдаче в трубопровод) и косвенным (при отгрузке в автоцистерны) способом;

- $M_{\text{нгдо}}$ - масса нетто нефти (ЖУВ), израсходованной в отчетный период на производство продукции в соответствии с технологическими процессами, на технологические нужды, ремонтные работы, в качестве топлива (тонн);

- $M_{\text{возвр}}$ - масса нетто нефти (ЖУВ), возвращенной в отчетный период на объекты сбора и подготовки нефти после проведения ремонтных работ на объектах сбора и подготовки;

- P_{ϕ} - масса нетто потерь нефти (ЖУВ) фактических в отчетный период на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) (тонн).

Изменение массы нетто остатков нефти(ЖУВ) на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) ($\Delta M_{\text{ост}}$) в отчетный период определяется по формуле:

$$\Delta M_{\text{ост}} = M_{\text{ост оконч}} - M_{\text{ост нач}} \quad (19)$$

- $M_{\text{ост оконч}}$ - масса нетто остатков нефти(ЖУВ) на объектах сбора и подготовки нефти на конец отчетного периода (тонн);

- $M_{\text{ост оконч}}$ - масса нетто остатков нефти(ЖУВ) на объектах сбора и подготовки нефти на начало отчетного периода (тонн);

Общая масса нетто нефти (ЖУВ), переданной третьим лицам для транспортировки и реализации посредством отгрузки автомобильным транспортом ($M_{\text{общ тр}}$), определяется по формуле:

$$M_{\text{общ тр}} = M_{\text{тр}} + M_{\text{авт}} \quad (20)$$

- $M_{\text{тр}}$ - масса нетто нефти(ЖУВ), переданной для транспортировки по системе трубопроводов (тонн);

- $M_{\text{авт}}$ - масса нетто нефти (ЖУВ), отгруженной автомобильным транспортом (тонн).

Масса нетто нефти (ЖУВ), израсходованной в отчетный период в соответствии с технологическими процессами, на технологические нужды, ремонтные работы, в качестве топлива ($M_{\text{нгдо}}$), определяется по формуле:

$$M_{\text{нгдо}} = M_{\text{т}} + M_{\text{рем}} \quad (21)$$

- $M_{\text{т}}$ - масса нетто нефти (ЖУВ), израсходованной в отчетный период в качестве топлива (тонн);

- $M_{\text{рем}}$ - масса нетто нефти (ЖУВ), израсходованной в отчетный период на ремонтные нужды (тонн).

Масса нетто нефти (ЖУВ), возвращенной на объекты сбора и подготовки нефти (ЖУВ)

($M_{\text{возвр}}$), определяется:

а) после проведения ремонтных работ - по результатам измерений и на основании документации на проведение ремонтных работ;

Масса нетто потерь нефти (ЖУВ) фактических на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) (P_{ϕ}) определяется по формуле:

$$\Pi_{\phi} = \Pi_{\phi \text{ технол}} + \Pi_{\text{непр}}, \quad (22)$$

- $\Pi_{\phi \text{ технол}}$ - масса нетто потерь нефти (ЖУВ) фактических технологических в отчетный период, возникших на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) (тонн);

- $\Pi_{\text{непр}}$ - масса нетто потерь нефти (ЖУВ) непроизводственных в отчетный период, возникших на объектах сбора и подготовки нефти месторождения (участка недр) (тонн).

5.4.2 Замер продукции на каждой нефтяной скважине осуществляется на замерной установке АГЗУ, расположенной на кустовой площадке, либо передвижными замерными установками, в т. ч. малогабаритными, не менее 1 раза в месяц [8,9]. Каждая АГЗУ оснащена массомером, который способен замерять объемы ЖУВ и газа на каждой скважине.

5.4.3 Для расчета добычи ЖУВ по каждой нефтяной скважине, работающей на УПН, необходимо использовать долю добычи ЖУВ в общем объеме продукции ЖУВ УПН, определенную массомером:

$$Q_{\text{ЖУВ}}^i = \frac{Q_{\text{ЖУВ(массомер)}}^i}{\sum_{i=0}^N Q_{\text{ЖУВ(массомер)}}^i} \times Q_{\text{ЖУВ(УПН)}} \quad (23)$$

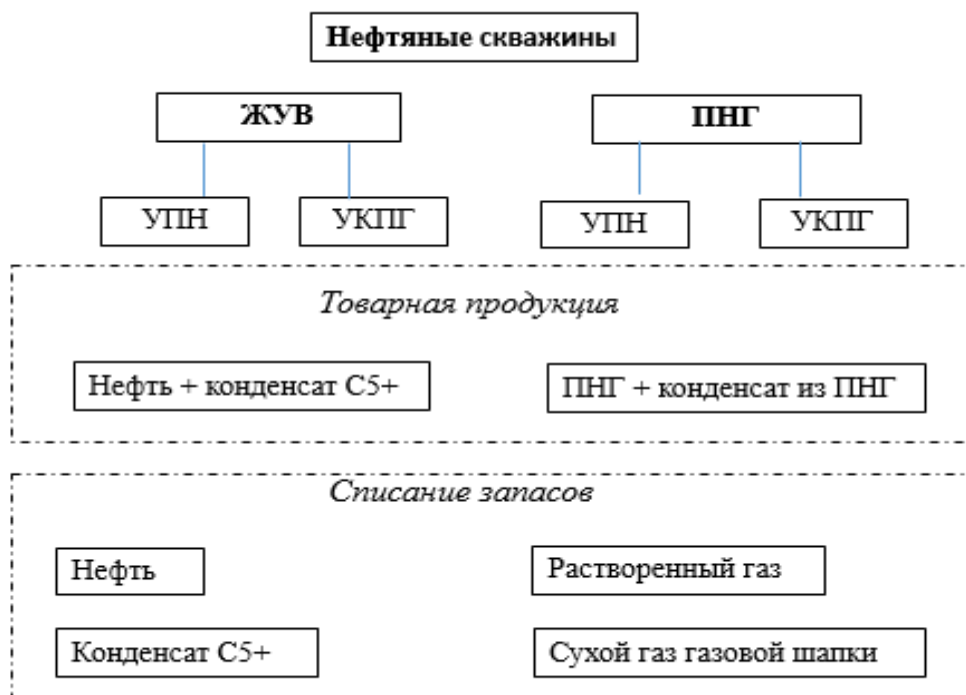
- $Q_{\text{ЖУВ}}^i$ - добыча жидких углеводородов $i^{\text{ой}}$ -скважины, работающей на УПН, т,

- $Q_{\text{ЖУВ(массомер)}}^i$ - добыча жидких углеводородов $i^{\text{ой}}$ -скважины, замеренная на массомере, т,

- $Q_{\text{ЖУВ(УПН)}}$ - добыча жидких углеводородов, замеренная на УПН, т.

5.4.4 Добыча ЖУВ по каждой нефтяной скважине, работающей на УКПГ, определяется по данным замерных устройств, установленных на кустовой площадке, а также по результатам исследований скважин.

5.5 Разделение ЖУВ и ПНГ на нефть, газовый конденсат, растворенный и сухой газ газовой шапки в нефтяных скважинах



5.5.1 При отборе пластового флюида из нефтяных скважин, пробуренных на нефтяные залежи с наличием газовой шапки на поверхности добывается жидкая углеводородная фаза, состоящая из дегазированной нефти и газового конденсата C5+, выделившегося из газа газовой шапки, а также ПНГ, состоящего из сухого газа газовых шапок и растворенного газа. Данная система описывается следующими уравнениями материального баланса:

$$\begin{cases} Q_{\text{ЖУВ}}^i = Q_{\text{н}}^i + Q_{\text{конденсат C5+}}^i; \\ Q_{\text{ПНГ}}^i = Q_{\text{р.г.}}^i + Q_{\text{г.ш.}}^i; \\ Q_{\text{конденсат C5+}}^i = Q_{\text{г.ш.}}^i \times p^i \times 10^{-3}; \\ Q_{\text{р.г.}}^i = Q_{\text{н}}^i \times r^i \times 10^{-3} \end{cases} \quad (24)$$

$-Q_{\text{ЖУВ}}^i$ – добыча жидких углеводородов (суммарная добыча дегазированной нефти и конденсата C5+) $i^{\text{ой}}$ -скважиной, т, (способ определения описан в 5.4.1-5.4.3)

$-Q_{\text{ПНГ}}^i$ – добыча газа (суммарная добыча сухого газа газовой шапки и растворенного газа) $i^{\text{ой}}$ -скважиной, тыс.м³; (способ определения описан в 5.3.8-5.3.9)

$-Q_{\text{н}}^i$ – добыча дегазированной нефти $i^{\text{ой}}$ -скважиной, т ;

$-Q_{\text{конденсат C5+}}^i$ – добыча конденсата C5+ $i^{\text{ой}}$ -скважины, т;

$-Q_{\text{р.г.}}^i$ – добыча растворенного газа $i^{\text{ой}}$ -скважиной, тыс. м³;

$-Q_{\text{г.ш.}}^i$ – добыча сухого газа газовой шапки $i^{\text{ой}}$ -скважиной, тыс.м³;

$-r^i$ – газосодержание $i^{\text{ой}}$ -скважины, м³/т;

$-p^i$ – потенциальное содержание конденсата C5+ в пластовом газе i -скважины, г/м³.

Каждый вид продукта углеводородной смеси рассчитывается последовательно по следующим зависимостям:

$$\begin{cases} Q_{\text{н}}^i = \frac{Q_{\text{ЖУВ}}^i - Q_{\text{ПНГ}}^i \times p^i \times 10^{-3}}{1 - r^i \times p^i \times 10^{-6}}; \\ Q_{\text{конденсат } C_{5+}}^i = Q_{\text{ЖУВ}}^i - \frac{Q_{\text{ЖУВ}}^i - Q_{\text{ПНГ}}^i \times p^i \times 10^{-3}}{1 - r^i \times p^i \times 10^{-6}}; \\ Q_{\text{г.ш.}}^i = \frac{Q_{\text{ПНГ}}^i - Q_{\text{ЖУВ}}^i \times r^i \times 10^{-3}}{1 - r^i \times p^i \times 10^{-6}}; \\ Q_{\text{р.г.}}^i = Q_{\text{ПНГ}}^i - \frac{Q_{\text{ПНГ}}^i - Q_{\text{ЖУВ}}^i \times r^i \times 10^{-3}}{1 - r^i \times p^i \times 10^{-6}} \end{cases} \quad (25)$$

5.5.2 Потенциальное содержание C5+ в газовой шапке и газосодержание пластовой нефти от пластового давления определяются по зависимостям от текущего пластового давления из настроенных и утвержденных PVT-моделей пластовых флюидов. Пластовое давление по каждой скважине берется с фактического замера, если он проведен в текущем месяце. При отсутствии замера пластового давления - по адаптированной на историю разработки и настроенной на предыдущие замеры гидродинамической модели.

5.5.3 С целью уточнения соответствия полученных зависимостей изменения содержания конденсата C5+ в газовой шапке и газосодержания пластовой нефти от пластового давления с фактическими с периодичностью один раз в год проводится отбор проб на эксплуатационных режимах по опорным скважинам с последующим исследованием состава и составлением материального баланса рекомбинированной пробы. При расхождении фактических результатов (газосодержание, потенциальное содержание, плотность, компонентный состав пластового флюида) с модельными более 10% проводится настройка флюидальной модели на уточненные данные. Расчет продукции по уточненным зависимостям проводится с момента обновления флюидальной модели.

5.5.4 Для оперативного определения доли нефти в добываемом пластовом флюиде и контроля за разделением продукции согласно п.5.5.1, так же может использоваться анализ компонентно-фракционного состава устьевой пробы стабильной углеводородной жидкости.

5.5.5 Продукция нефтяных скважин, поступающая на УКПГ, проходит подготовку по системе низкотемпературной сепарации и продуктами подготовки являются СОГ и ДЭК, состоящие из газового конденсата C5+, конденсата из ПНГ и нефти. Количество конденсата из ПНГ рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{\text{ДЭК из ПНГ(УКПГ)}}^i = \frac{N \times Q_{\text{конденсат } C_{5+}}^i}{1 - N} + Q_{\text{конденсат } C_{5+}}^i = \frac{Q_{\text{конденсат } C_{5+}}^i}{1 - N} \quad (26)$$

- $Q_{\text{ДЭК из ПНГ(УКПГ)}}^i$ - добыча конденсата из ПНГ по $i^{\text{ой}}$ нефтяной скважины, работающей на УКПГ, т;

- $Q_{\text{конденсат } C_{5+}}^i$ - добыча конденсата C5+ $i^{\text{ой}}$ нефтяной скважины, работающей на УКПГ, т;

- N - массовое содержание компонентов CH₄-C₄H₁₀ в товарной пробе ДЭК с УКПГ, д.ед

Для скважин, работающих на УПН, объем конденсата из ПНГ рассчитывается исходя из массовой доли части C₃₊ в газе УПН и количества конденсата C₅₊:

$$Q_{\text{ДЭК из ПНГ(УПН)}}^i = K \times M \times Q_{\text{ПНГ(УПН)}}^i / 1000 + Q_{\text{конденсат } C_{5+}}^i \quad (27)$$

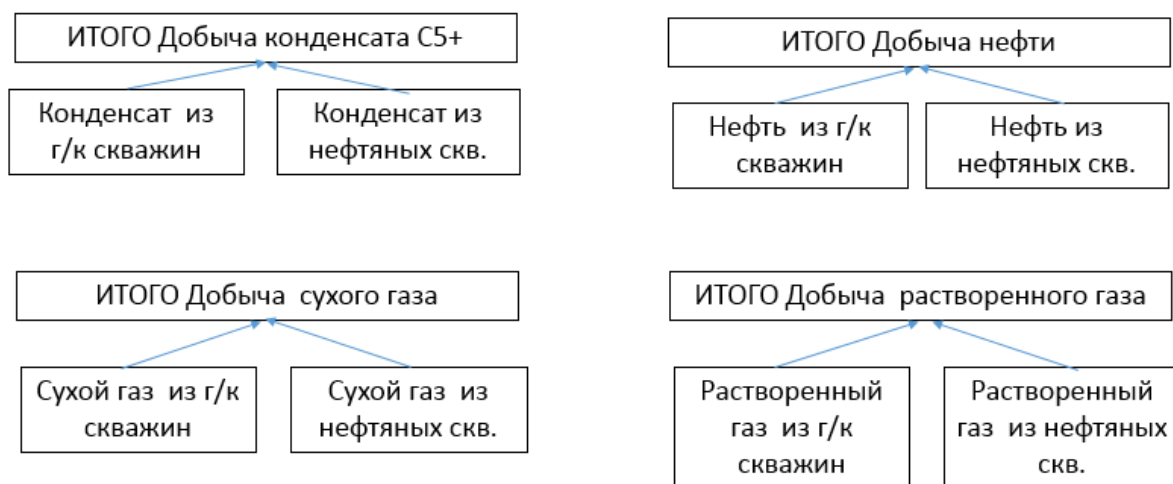
- $Q_{\text{ПНГ(УПН)}}^i$ - объем ПНГ $i^{\text{ой}}$ нефтяной скважины, работающей на УПН, тыс.м3,

- K -содержание C_{3+} в пробе газа УПН, г/м³,

- M -коэффициент, определяющий долю выделившейся в жидкость части C_{3+} , определяется по результатам моделирования процесса подготовки на комплексной модели сбора и подготовки с учетом исследования физико-химического состава газа.

5.6 Определение общей добычи сухого газа, конденсата C_{5+} , нефти и растворенного газа по месторождению

Для целей учета и списания запасов добыча каждого вида УВ по месторождению определяется как сумма каждого вида УВ, добытого из газоконденсатных и нефтяных скважин.



6. Пример месячного эксплуатационного рапорта для нефтяных скважин

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ РАПОРТ по добыче нефти, газа и воды по Яро-Якинскому лицензионному участку за ДЕКАБРЬ 2016 года																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
№ по ям	№ скважины	№ куста	пласт	способ эксплуата-ции	Добыча нефти, тонн			Средний дебит нефти, тонн/сут	Добыча СБ*, тонн			Средний дебит СБ*, тонн/сут	Конденсат на ГНГ*, тонн			% воды в нефти	Добыча водн., тонн			Добыча водогост., м³			Средний дебит водогост., м³/сут	Газовый фактор, м³/тонн	Добыча ПНГ всего, тыс.м³			В том числе растворенного, тыс.м³			В том числе газа газовой шапки (прорывного), тыс.м³			Время час				Примечания по работе скважин, причины простоев скважин																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
					за месяц	с начала года	с начала разработки		за месяц	с начала года	с начала разработки		за месяц	с начала года	с начала разработки		за месяц	с начала года	с начала разработки	за месяц	с начала года	с начала разработки			за месяц	с начала года	с начала разработки	за месяц	с начала года	с начала разработки	за месяц	с начала года	с начала разработки	за месяц	с начала года	простои	простои																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Яро-Якинский месторождения																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
1				Фонтан																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				</

7. Пример ежемесячного разделения ЖУВ и ПНГ за месяц для нефтяной скважины, работающей на УКПГ

Скв	Параметры	Ед.изм	Пример расчета	Примечание
	Добыча ЖУВ ($Q_{\text{ЖУВ}}$)	т	2217	Суммарная добыча дегазированной нефти и добыча конденсата C5+
	Добыча ПНГ ($Q_{\text{ПНГ}}$)	тыс.м	9080	Суммарная добыча газа газовой шапки и растворенного газа
	Газосодержание (r)	м ³ /т	210	По результатам лабораторных исследований проб и пластовых флюидов/По результатам флюидальной модели с учетом текущего пластового давления
	Потенциальное содержание C ₅₊ в газе (p)	г/м ³	168	
	Массовое содержание CH ₄ -C ₄ H ₁₀ в ДЭК(N)	%	21.2	По результатам лабораторных исследований на УКПГ
	Добыча нефти ($Q_{\text{н}}$)	т	$Q_{\text{н}} = \frac{2217 - 9080 \times 168 \times 10^{-3}}{1 - 210 \times 168 \times 10^{-6}} = 717$	$Q_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{ЖУВ}} - Q_{\text{ПНГ}} \times p \times 10^{-3}}{1 - r \times p \times 10^{-6}} = \frac{2217 - 9080 \times 168 \times 10^{-3}}{1 - 210 \times 168 \times 10^{-6}} = 717$
	Добыча конденсата C ₅₊ ($Q_{\text{C5+}}$)	т	$2217 - \frac{2217 - 9080 \times 168 \times 10^{-3}}{1 - 210 \times 168 \times 10^{-6}} = 1500$	$Q_{\text{C5+}} = Q_{\text{ЖУВ}} - \frac{Q_{\text{ЖУВ}} - Q_{\text{ПНГ}} \times p \times 10^{-3}}{1 - r \times p \times 10^{-6}} = 2217 - \frac{2217 - 9080 \times 168 \times 10^{-3}}{1 - 210 \times 168 \times 10^{-6}} = 1500$
	Добыча газа газовой шапки($Q_{\text{г.ш.}}$)	тыс.м	$\frac{9080 - 2217 \times 210 \times 10^{-3}}{1 - 210 \times 168 \times 10^{-6}} = 89930$	$Q_{\text{г.ш.}} = \frac{Q_{\text{ПНГ}} - Q_{\text{ЖУВ}} \times r \times 10^{-3}}{1 - r \times p \times 10^{-6}} = \frac{9080 - 2217 \times 210 \times 10^{-3}}{1 - 210 \times 168 \times 10^{-6}} = 8930$
	Добыча растворенного газа ($Q_{\text{р.г.}}$)	тыс.м	$9080 - \frac{9080 - 2217 \times 210 \times 10^{-3}}{1 - 210 \times 168 \times 10^{-6}} = 150$	$Q_{\text{р.г.}} = Q_{\text{ПНГ}} - \frac{Q_{\text{ПНГ}} - Q_{\text{ЖУВ}} \times r \times 10^{-3}}{1 - r \times p \times 10^{-6}} = 9080 - \frac{9080 - 2217 \times 210 \times 10^{-3}}{1 - 210 \times 168 \times 10^{-6}} = 150$
	Добыча конденсата из ПНГ($Q_{\text{ДЭК из ПНГ(УКПГ)}}$)	т	$\frac{1500}{1 - 0,212} = 1904$	$Q_{\text{ДЭК из ПНГ(УКПГ)}}^i = \frac{N \times Q_{\text{конденсата C5+}}}{1 - N} + Q_{\text{конденсата C5+}} = \frac{Q_{\text{конденсата C5+}}}{1 - N} = \frac{1500}{1 - 0,212} = 1904$

8. Пример ежемесячного разделения ЖУВ и ПНГ за месяц для нефтяной скважины, работающей на УПН

Скв.	Параметры	Ед. изм.	Пример расчета	Примечание
	Добыча ЖУВ ($Q_{\text{ЖУВ}}$)	т	2405	Суммарная добыча дегазированной нефти и конденсата C_{5+}
	Добыча ПНГ ($Q_{\text{ПНГ}}$)	тыс.м ³	5651	Суммарная добыча сухого газа газовой шапки и растворенного газа
	Газосодержание (г)	м ³ /т	190	По результатам лабораторных исследований проб и пластовых флюидов/По результатам флюидальной модели с учетом текущего пластового давления
	Потенциальное содержание C_{5+} в газе (р)	г/м ³	146	
	Содержание C_{3+} в ПНГ(К)	г/м ³	124	По результатам лабораторных исследований состава ПНГ УПН
	Содержание C_{3+} в ПНГ(М)	Д.ед	0,97	долю выделившейся в жидкость части C_{3+} , определяется по результатам моделирования процесса подготовки на комплексной модели сбора и подготовки с учетом исследования физико-химического состава газа
	Добыча нефти ($Q_{\text{н}}$)	т	$\frac{2405 - 5651 \times 146 \times 10^{-3}}{1 - 146 \times 190 \times 10^{-6}} = 1625$	$Q_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{ЖУВ}} - Q_{\text{ПНГ}} \times p \times 10^{-3}}{1 - r \times p \times 10^{-6}} = \frac{2405 - 5651 \times 146 \times 10^{-3}}{1 - 146 \times 190 \times 10^{-6}} = 1625$
	Добыча конденсата C_{5+} ($Q_{C_{5+}}$)	т	$2405 - \frac{2405 - 5651 \times 146 \times 10^{-3}}{1 - 146 \times 190 \times 10^{-6}} = 780$	$Q_{C_{5+}} = Q_{\text{ЖУВ}} - \frac{Q_{\text{ЖУВ}} - Q_{\text{ПНГ}} \times p \times 10^{-3}}{1 - r \times p \times 10^{-6}} = 2405 - \frac{2405 - 5651 \times 146 \times 10^{-3}}{1 - 146 \times 190 \times 10^{-6}} = 780$
	Добыча конденсата из ПНГ ($Q_{\text{ДЭК из ПНГ(УПН)}}$)	т	$631 = 5243 \times 124 \times 0,97 \times 10^{-3}$	Добыча конденсата из ПНГ = [Реализация ПНГ с УПН] * [Содержание C_{3+} в ПНГ] * [Коэфф. Жидкости из ПНГ] / 1000
	Добыча газа газовой шапки ($Q_{\text{г.ш.}}$)	тыс.м ³	$\frac{5651 - 2405 \times 190 \times 10^{-3}}{1 - 146 \times 190 \times 10^{-6}} = 5342$	$Q_{\text{г.ш.}} = \frac{Q_{\text{ПНГ}} - Q_{\text{ЖУВ}} \times r \times 10^{-3}}{1 - r \times p \times 10^{-6}} = \frac{5651 - 2405 \times 190 \times 10^{-3}}{1 - 146 \times 190 \times 10^{-6}} = 5342$
	Добыча растворенного газа ($Q_{\text{р.г.}}$)	тыс.м ³	$651 - \frac{5651 - 2405 \times 190 \times 10^{-3}}{1 - 146 \times 190 \times 10^{-6}} = 308$	$Q_{\text{р.г.}} = Q_{\text{ПНГ}} - \frac{Q_{\text{ПНГ}} - Q_{\text{ЖУВ}} \times r \times 10^{-3}}{1 - r \times p \times 10^{-6}} = 5651 - \frac{5651 - 2405 \times 190 \times 10^{-3}}{1 - 146 \times 190 \times 10^{-6}} = 308$
	Добыча конденсата из ПНГ $Q_{\text{ДЭК из ПНГ(УПН)}}$	т	$124 \times 0,97 \times \frac{5342}{1000} + 780 = 1422$	$Q_{\text{ДЭК из ПНГ(УПН)}} = K \times M \times \frac{Q_{\text{ПНГ(УПН)}}^i}{1000} + Q_{\text{конденсата } C_{5+}}^i = 124 \times 0,97 \times \frac{5342}{1000} + 780 = 1422$

9. Пример ежемесячного разделения ЖУВ и ПНГ на нефть, газовый конденсат растворенный газ и сухой газ газовой шапки

Расчет									Параметры для расчета					
№ Скв.	УПН/ УКПГ	ЖУВ, т	Нефть, т	Доб. ид. C5+, т	Доб. ид. из ПГ, т	ПНГ, тыс.м ³	Раствор ный газ, тыс.м ³	Прорывн газ газовой шапки), тыс.м ³	Реализац ия ПНГ, тыс.м ³	Газосодержан ие, м ³ /т	Потенциаль е содерж C5+, г/м ³	Содер C3+ в ПГ, г/м ³	Содержан C5+ в ДЭК, %	Содержан CH ₄ -C ₄ H ₁₀ в ДЭК, %
	УПН	2 405	1 622	783	631	5 651	308	5 343	5 243	190	146	124		
	УПН	2 730	1 099	1 631	1 137	10 190	226	9 964	9 455	206	164	124		
	УКПГ	2 217	1 026	1 191	320	7978	231	7 747	7 977	225	154		78.8	21.2
	УКПГ	2 217	715	1 502	404	9 080	150	8 930	9 079	210	168		78.8	21.2
	УКПГ	2 558	1 536	1 022	275	6 777	366	6 411	6 776	238	159		78.8	21.2
ВСЕГО		12 128	5 999	6 128	2 767	39 676	1 280	38 396						
УПН		5 135	2 722	2 414	1 768	15 841	534	15 307						
УКПГ		6 992	3 277	3 715	999	23 835	746	23 089						

10. Библиография

- 1) Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждены распоряжением Минприроды России от 01.02.2016г. №3-р).
- 2) Гражданский кодекс Российской Федерации. Части первая, вторая и третья;
- 3) Налоговый кодекс Российской Федерации. Части первая и вторая;
- 4) Федеральный закон от 21.02.1992г. № 2395-1 «О недрах»;
- 5) Федеральный закон от 27.04.1993г. №4871-1 «Об обеспечении единства измерений»;
- 6) Федеральный закон от 30.12.1995г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции»;
- 7) Федеральный закон от 21.11.1996г. № 129-ФЗ «О бухгалтерском учете»;
- 8) Приказ об утверждении правил учета нефти (Утверждены постановлением Правительства Минэнерго России от 16.05.2014г. №451).
- 9) Приказ об утверждении правил учета газа (Утверждены приказом Минэнерго России от 30.12.2013г. №961);
- 10) Отраслевой стандарт «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей». ОСТ 153-39.2-048-2003.
- 11) «Методика выполнения измерений массовой концентрации нефти в пробах нефтегазоконденсатной смеси нефтегазоконденсатных месторождений фотометрическим методом». Свидетельство об аттестации методики измерений №838/01.00248-2017/2014 от 27.11.2014г. ФБУ «Тюменский ЦСМ».
- 12) ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29.11.2012г. №1448-ст (введен 01.03.2014г.);
- 13) ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» утв. Постановлением Госстандарта СССР от 20.12.1985г. №4544 (введен 01.01.1987г.);
- 14) СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» утв. Распоряжением ОАО «Газпром» от 25.10.2010г. №359;
- 15) ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» утв. Постановлением Госстандарта России от 08.01.2002г. №2-ст (введен 30.06.2002);

16) ГОСТ Р 53367-2009 «Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом» утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 июля 2009г. N 256-ст (введен 01.07.2010г.);

17) ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» утв. Постановлением Государственного комитета РФ по стандартизации, метрологии от 3.11.2000г. №286-ст (введен 01.07.2001г.);

18) ТУ 0271-146-31323949-2010 «Конденсат газовый деэтанализированный» (введен 01.10.2010г.)

19) ГОСТ Р 54910-2012 Залежи газоконденсатные и нефтегазоконденсатные. Характеристики углеводородов газоконденсатные. Термины и определения (введен 01.07.2012г.)