

УДК 622.276+661

А.И. Ларюхин, Л.Н. Еремина, Р.А. Митницкий

Мониторинг физико-химических характеристик углеводородов для контроля и совершенствования добычи, подготовки и транспортировки продукции Уренгойского нефтегазоконденсатного комплекса

Ключевые слова:

Уренгойский нефтегазоконденсатный комплекс, газ горючий природный, нестабильный конденсат, физико-химические исследования, хроматографический анализ, показатели качества, технические условия, компонентный состав, компонентно-фракционный состав.

Keywords:

Urengoy oil, gas, condensate complex, combustible natural gas, unstable condensate, physical-chemical study, chromatographic analysis, quality data, technical conditions, component composition, component-fraction composition.

В настоящее время на месторождениях Уренгойского нефтегазоконденсатного комплекса (УНГКК) в промышленной эксплуатации находятся 16 газовых и 6 газоконденсатных промыслов, 2 нефтепромысла, 31 цех дожимных компрессорных станций, проложены тысячи километров газопроводов и организован бесперебойный транспорт коммерческого газа до межпромыслового коллектора с постоянной оценкой физико-химических характеристик и показателей качества углеводородной продукции месторождений (газа, нестабильного конденсата, нефти).

Анализ состава продуктов добычи и подготовки сырья выполняется методами газовой хроматографии в отделе физико-химических исследований Инженерно-технического центра (ИТЦ) филиала ООО «Газпром добыча Уренгой». Отдел в составе Испытательного центра ИТЦ аккредитован Федеральной службой по аккредитации на техническую компетентность с 1997 г.

Мониторинг состава и свойств природного газа и нестабильного конденсата проводится с целью паспортизации для подтверждения качества товарной продукции требованиям нормативной документации [1, 2]. Результаты используются при проведении научных и комплексных промысловых исследований на объектах Общества с целью контроля и совершенствования технологических процессов добычи и подготовки углеводородного сырья.

Первые хроматографические анализы природного газа и нестабильного конденсата выполнялись на хроматографах ЛХМ-80 и «Цвет-500». Анализы проводились методом обратной продувки с определением углеводородных компонентов $C_1-C_{6+в}$ и азота. Обработка и расчет полученных хроматограмм выполнялись вручную, что вносило достаточно существенную погрешность при расчете как компонентного состава анализируемой продукции, так и ее физико-химических характеристик (плотность, теплота сгорания), являющихся основой в коммерческом учете добываемых углеводородов.

С 1997 г. определение полного компонентного и компонентно-фракционного составов (КФС) природного газа и нестабильного конденсата проводится на высокоточной современной хроматографической технике – газовых хроматографах 6890N и 7890A (фирма Agilent), Master GC (фирма DANI), «Кристалл 5000», «Цвет-800» – в соответствии с актуализированными методиками измерений.

С 2011 г. физико-химические исследования газа выполняются в соответствии с новыми межгосударственными стандартами по определению физико-химических показателей – ГОСТ 31369-2008 «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава» и ГОСТ 31371.7-2008 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов», суть которых состоит в определении полного компонентного состава газа с оцениванием расширенной неопределенности; вычислении теплоты сгорания, плотности и числа Воббе с точностью, отвечающей современным требованиям.

Природный газ месторождений УНГКК добывается из газоносных залежей, залегающих на разной глубине, и разделяется на четыре вида: сеноманский, неокомский, ачимовский и нефтяной попутный.

Газ сеноманской залежи более чем на 99 % мол. состоит из метана и не содержит вредных примесей, доля остальных компонентов, включая постоянные газы и углеводороды до C_3 , не превышает 0,9 % мол. Молярная доля азота составляет 0,80 %, CO_2 – 0,04 %, гелия – 0,013 %; водород в газе сеноманской залежи отсутствует. Плотность сеноманского газа практически не меняется по времени и промыслам, составляя в среднем $0,674 \text{ кг/м}^3$. Низшая теплота сгорания равна $33,2 \text{ МДж/м}^3$.

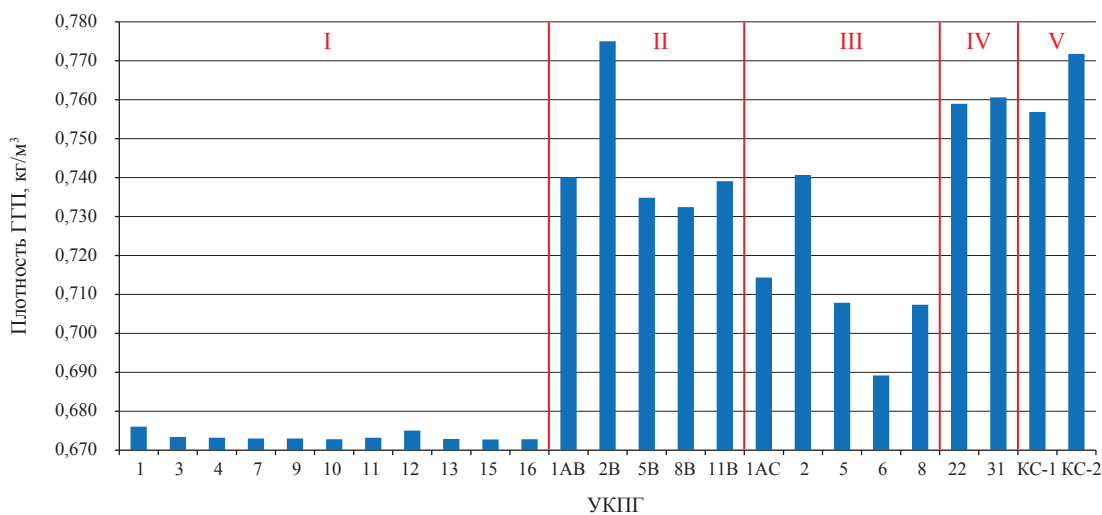
Природный **газ неокомских залежей** содержит 88–92 % мол. основного компонента метана и до 12 % мол. остальных углеводородных (НУВ) и углеводородных (УВ) компонентов до C_8 . Молярные доли компонентов находятся на уровне: этана – 5 %; CO_2 – 0,15 %; азота – 0,6 %; гелия – 0,011 %; водорода – 0,003 %. Плотность газа составляет в среднем $0,737 \text{ кг/м}^3$; низшая теплота сгорания равна $36,0 \text{ МДж/м}^3$.

Природный **газ ачимовских отложений** содержит около 88–89 % мол. метана и 11–12 % мол. НУВ и УВ компонентов. Молярное содержание гелия – 0,006 %, водорода – 0,0015 %. Плотность газа составляет в среднем $0,760 \text{ кг/м}^3$; низшая теплота сгорания – $36,7 \text{ МДж/м}^3$.

Подаваемый в межпромысловый коллектор (МПК) **нефтяной попутный газ** с компрессорных станций нефтяных промыслов (КС-1 НП-1 и КС-2 НП-2) содержит 89–90 % мол. метана и 10–11 % мол. НУВ и УВ компонентов до C_8 . Молярная доля этана находится на уровне 5,0 %; CO_2 – 0,08 %, что в 2 раза превышает его концентрацию в газе сеноманской залежи; молярная доля азота на уровне содержания в газе неокомских залежей – около 0,6 %; молярное содержание гелия и водорода составляет 0,010 и 0,003 % соответственно. Плотность – около $0,764 \text{ кг/м}^3$; низшая теплота сгорания – $37,0 \text{ МДж/м}^3$.

На рис. 1, отражающем плотности газа горючего природного (ГПП) месторождений УНГКК, наглядно представлен преимущественно метановый состав ГПП, различающийся по содержанию этана, азота, диоксида углерода, гелия и водорода.

Молярная доля **этана** колеблется от следовых количеств в газе сеноманской залежи до 7 % в газе ачимовских отложений; молярная доля CO_2 в газе ачимовских отложений составляет 1,0 %, что в 4-5 раз превышает его концентрацию в газе неокомских залежей и в 25 раз – в сравнении с сеноманским газом. Содержание **азота** в газе ачимовских отложений – 0,2 %, что в разы меньше его концентрации в газах сеноманской и неокомских залежей – 0,8 и 0,6 % соответственно. Содержание **гелия** в газе сеноманской залежи составляет 0,012 %, неокомских залежей – 0,011 %, ачимовских отложений – 0,006 %. Молярная доля **водорода** в газе



Природный газ месторождений УНГКК:
 I – сеноманский; II – неокомский; III – смесевый; IV – ачимовский; V – нефтяной попутный

Рис. 1. Плотность газа по объектам добычи УНГКК

неокомских залежей – 0,003 %, ачимовских отложений – до 0,002 %; в газе сеноманской залежи водород отсутствует.

На рис. 2 представлено молярное содержание компонентов в газе сеноманской, неокомских залежей и ачимовских отложений УНГКК.

В табл. 1 приведены усредненные компонентные составы природного газа УНГКК.

С целью контроля качества измерений при анализе проб природного газа проводятся проверка приемлемости измерений молярной доли компонентов и контроль точности с использованием контрольного образца состава природного газа в баллоне под давлением. Расширенная неопределенность результатов измерений соответствует значениям, приведенным в табл. 2 ГОСТ 31371.7.

Качество газа УНГКК, регламентируемое СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия», СТО 05751745-106-2012 «Газ горючий природный попутный. Технические условия», соответствует нормативным требованиям.

В газе установлено отсутствие кислорода и механических примесей, следовые содержания H_2S – менее 0,0001 г/м³ при норме не более 0,007 г/м³; меркаптановой серы – менее 0,0002 г/м³ при норме не более 0,016 г/м³; общей серы – менее 0,0001 г/м³ при норме не более 0,03 г/м³. Содержание диоксида углерода находится в диапазоне от 0,02 % мол. в газах сеноманской и неокомских залежей до 1,0 % мол. в ачимовском газе при норме не более 2,5 % мол.

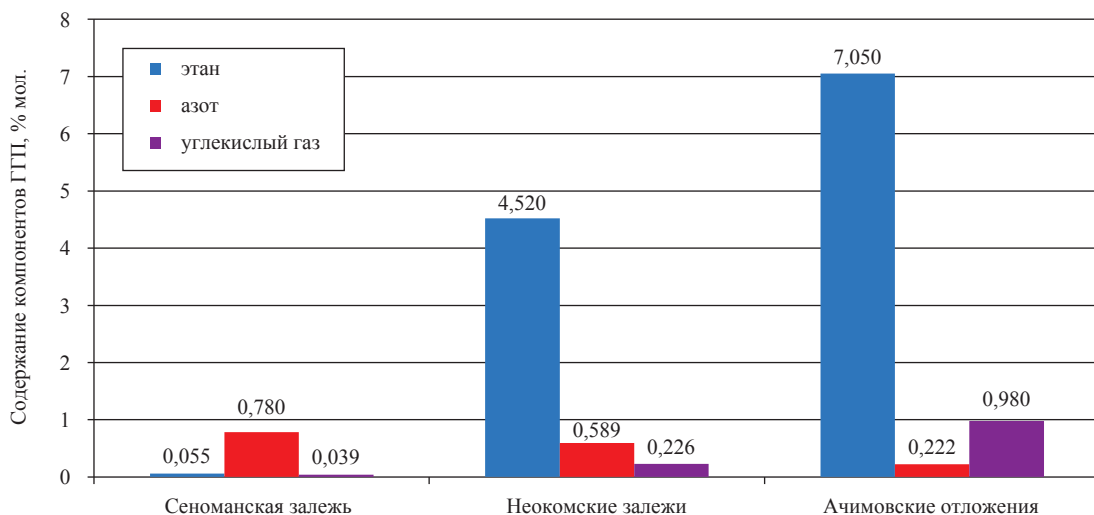


Рис. 2. Содержание компонентов в природном газе УНГКК

Таблица 1

Усредненные компонентные составы природного газа УНГКК

№	Компонентный состав, % мол.	Сеноманская залежь	Неокомские залежи	Ачимовские отложения	Нефтяной попутный газ
1	Метан	99,113	91,994	88,921	90,556
2	Этан	0,055	4,520	7,050	5,030
3	Пропан	0,001	1,850	2,200	2,230
4	<i>i</i> -Бутан	Отсутствует	0,370	0,283	0,520
5	<i>n</i> -Бутан	Отсутствует	0,334	0,253	0,580
6	<i>neo</i> -Пентан	Отсутствует	0,003	0,001	0,007
7	<i>i</i> -Пентан	Отсутствует	0,053	0,037	0,163
8	<i>n</i> -Пентан	Отсутствует	0,032	0,025	0,126
9	Гексаны	Отсутствует	0,011	0,013	0,074
10	Гептаны	Отсутствует	0,003	0,006	0,025
11	Октаны	Отсутствует	0,001	0,001	0,001
12	Азот	0,780	0,589	0,222	0,599
13	CO ₂	0,039	0,226	0,980	0,076
14	Гелий	0,012	0,011	0,006	0,010
15	Водород	Отсутствует	0,003	0,002	0,003

Физико-химические исследования нестабильного конденсата (НК) проводятся с использованием газовых хроматографов «Кристалл 5000» и «Цвет-800» в соответствии со СТО Газпром 5.5-2007 «Конденсат газовый нестабильный. Методика определения компонентно-фракционного и группового углеводородного состава».

Анализ НК проводится методом прямой разгонки в режиме температурного программирования с определением полного КФС. НК Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) представлен УВ от C_1 до C_{30} и содержит около 17 % мас. основного компонента – октана.

На основании полученных результатов КФС выполняются расчеты плотности конденсата газового нестабильного (КГН) по СТО Газпром 5.1-2005 «Методика определения физико-химических характеристик нестабильных жидких углеводородов. Расчет плотности и объемных свойств». По сравнению с началом разработки плотность НК с ГКП-1А и ГКП-5 (газоконденсатный промысел – ГКП), рассчитанная при стандартных условиях, уменьшилась на 55 кг/м^3 , с ГКП-8 – на 35 кг/м^3 . НК с ГКП-2 и ГКП-11 значительно облегчился: с ГКП-2 за период 1985–2013 гг. плотность уменьшилась на 70 кг/м^3 ; с ГКП-11 – на 40 кг/м^3 за период 2004–2013 гг.; плотность КГН с ГКП-22,31 (ачимовские отложения) находится в диапазоне от 680 до 700 кг/м^3 .

В связи с введением в действие СТО Газпром 5.11-2008, регламентирующего определение серосодержащих соединений, в 2011 г. расширена область аккредитации по определению общей серы, сероводорода и меркаптановой серы в нестабильном конденсате. Согласно технологической классификации СТО Газпром 5.11-2008 НК неоконских залежей УНГКК относится к I группе по массовому содержанию общей серы (до 0,0006 %), НК ачимовских отложений – ко II группе (массовое содержание общей серы составляет в среднем 0,013 %).

На рис. 3 представлено массовое содержание общей серы в нестабильном конденсате УНГКК.

В табл. 2 и на рис. 4 приведены усредненные физико-химические характеристики НК УНГКК.

При проведении количественного химического анализа НК проводится контроль качества результатов измерений по ГОСТ Р ИСО 5725-6, используя контроль стабильности среднеквадратического отклонения промежуточной прецизионности и показателя правильности. Погрешность результатов измерений не превышает значений, приведенных в табл. 7.13 СТО Газпром 5.5-2007.

Данные, полученные по полному компонентному и компонентно-фракционному составу природного газа и нестабильного конденсата, в том числе детальная информация по составу тяжелых углеводородов, позволяют точнее

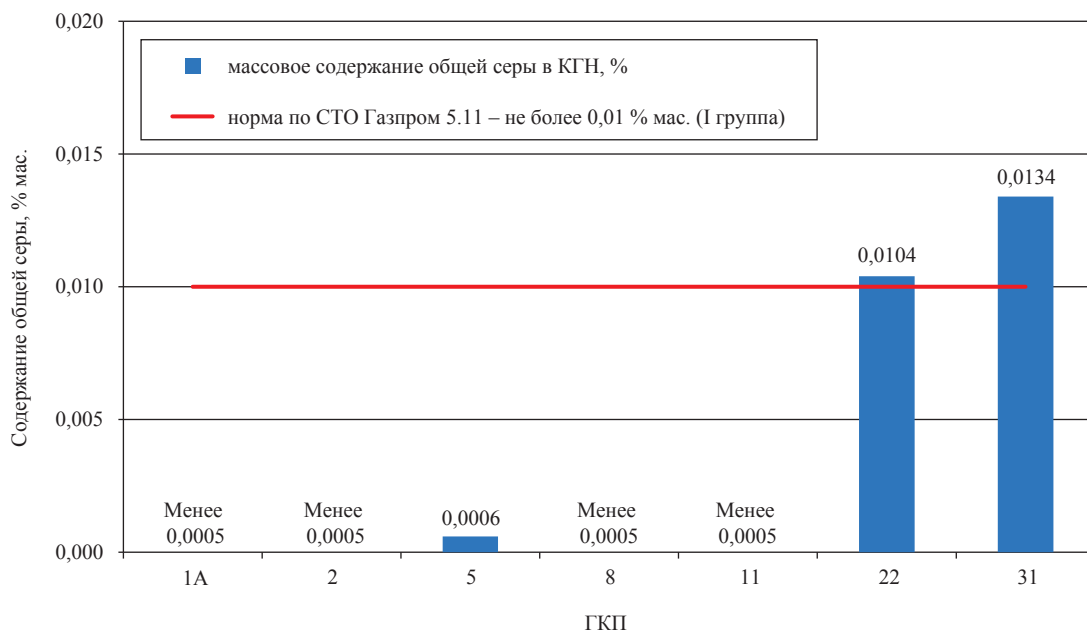


Рис. 3. Массовое содержание общей серы в НК УНГКК

Таблица 2

Усредненные физико-химические характеристики НК

Характеристики НК	Неокомские залежи Уренгойского НГКМ	Неокомские залежи Ен-Яхинского НГКМ	Ачимовские отложения
Содержание C_1+C_2 , % мас.	10,252 (25,634*)	4,986	6,132
Плотность при рабочих условиях, кг/м ³	616,6 (564,1*)	626,4	688,0
Содержание C_{6+8} , % мас.	47,397 (19,137*)	45,2642	70,789
Диапазон температур кипения последней фракции (F), °С	460–470	460–470	480–490

* Характеристики НК УКПГ-2В.

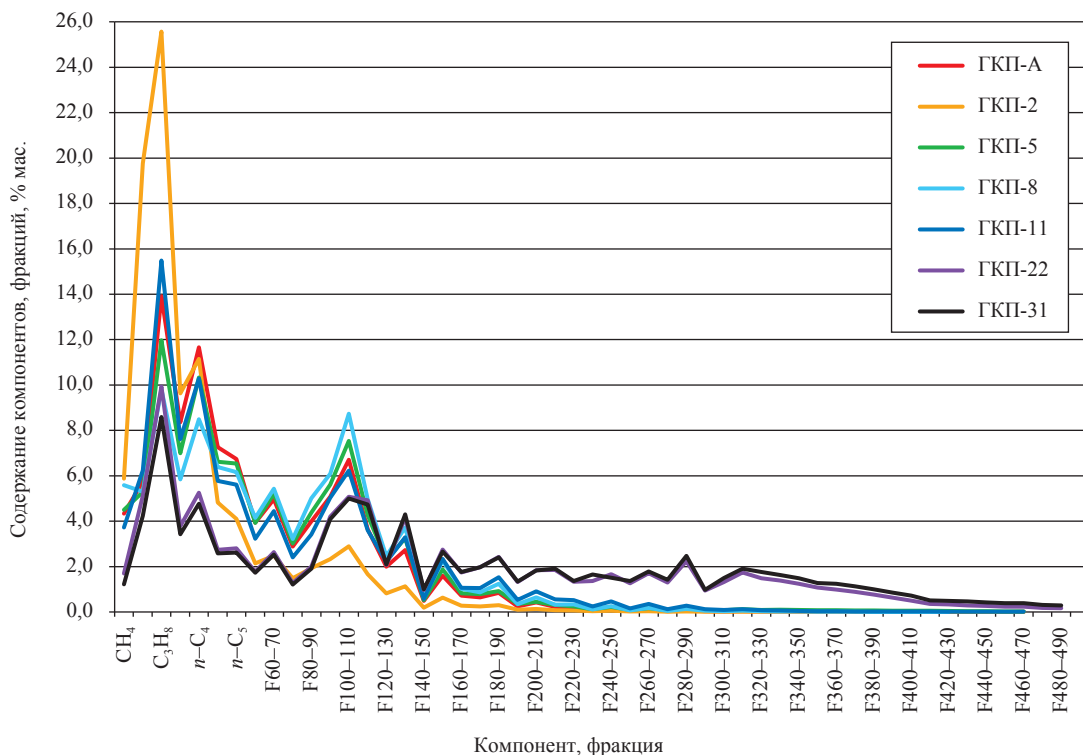


Рис. 4. Содержание компонентов и фракций в НК УНГКК

определять физико-химические характеристики анализируемых проб, необходимых при коммерческом учете добываемой продукции.

Результаты физико-химических исследований природного газа и нестабильного конденсата широко используются для контроля и совершенствования технологических процессов добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья (УВС) на УНГКК. В частности в ООО «Газпром добыча Уренгой» на протяжении последних десяти лет проводится работа по внедрению моделирования технологических процессов промышленной обработки УВС в практику мониторинга и планирования действующих производств.

Применение математического моделирования технологических процессов позволяет

решать ряд важных производственных задач, а именно:

- анализ и планирование добычи, транспорта, переработки и реализации жидких углеводородов;
- определение оптимальных режимов работы установок комплексной подготовки газа (УКПГ);
- определение состава поступающего на УКПГ многофазного флюида, что необходимо для уточнения объемов при списании запасов полезных ископаемых, определения потерь УВ и непосредственно для уточнения моделей и балансовых расчетов.

В настоящее время в ООО «Газпром добыча Уренгой» имеются модели всех валанжинских промыслов, используемые для расчета ба-

лансов продукции и технологических режимов как при существующих условиях работы, так и для прогнозирования работы УКПГ в соответствии с изменяющимися условиями добычи и технологическими режимами.

На основе расчетно-технологического моделирования выполнены следующие разработки:

- определено оптимальное давление низкотемпературной сепарации для текущих условий неокотских залежей. Эти исследования были учтены в Проекте разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек нижнемеловых отложений УНГКМ на полное развитие;

- обоснована технология двухступенчатого дросселирования валанжинского газа и компримирования осушенного газа валанжинских залежей на дожимной компрессорной станции (ДКС) I или II ступени сеноманской УКПГ. Рассчитаны оптимальные параметры ее работы. В настоящее время эта технология внедрена практически на всех промыслах УНГКК;

- разработан способ подготовки газа на сеноманских УКПГ путем предварительной осушки газа при низком давлении в одном из технологических цехов и окончательной осушки при высоком давлении в другом цехе;

- выполнен значительный объем расчетных исследований и по технологии десорбции и рециркуляции метанола. Причем эта работа проводилась неоднократно на протяжении последних 10 лет на базе различных программных комплексов с уточнением параметров и различных подходов.

В течение последних лет с помощью разработанных моделей:

- рассчитаны газосборные сети УКПГ, дан прогноз характеристик их работы на перспективу и определены сроки их реконструкции для обеспечения проектной добычи;

- определены сроки ввода валанжинских ДКС для различных вариантов подготовки газа;

- выполнены балансовые расчеты всех валанжинских УКПГ;

- определены объемы и составы газов дегазации при вводе в эксплуатацию насосной станции по перекачке конденсата и объемы сырья для строящегося химического комплекса;

- обоснованы оптимальные уровни давления низкотемпературной сепарации;

- рассчитаны термобарические параметры при двухступенчатом дросселировании валанжинского газа.

Одним из основных этапов любой работы по моделированию является создание и адаптация адекватных расчетных технологических моделей УКПГ на основе исходных данных по термобарическим параметрам и составам потоков. Ключевым вопросом адаптации технологической модели является получение исходных данных в необходимом объеме и качестве. Поэтому первоначальной и важной задачей было создание пополняемой базы данных для расчетной модели (ведется с 1987 г.). Сведения о полученных в ходе исследований на промысле технологических параметрах и результатах хроматографических анализов, отражаемых в базе данных, включают:

- дату и место отбора пробы (УКПГ, № технологической нитки и т.п.);

- показатель расхода продукции в местах отбора проб;

- значения давления и температуры в местах отбора проб;

- значения давления и температуры в сепараторах;

- состав, плотность, молекулярную массу газа и НК;

- потери C_{3+} и C_{5+} с газом сепарации.

Данная база пополняется постоянно, что обусловлено составлением паспортов качества и справок по средневзвешенному составу газов сепарации и НК. Для нужд моделирования проводится выборка данных за один месяц. Такая периодичность позволяет изучать и анализировать данные с позиции стабильности их во времени, влияния сезонных факторов, отклонения измеренных и расчетных параметров и показателей во времени, характеризуя точность и статистическую достоверность модели промысла.

На рис. 5 приведены этапы создания действующей модели. Результаты хроматографических анализов пересчитываются в компонентно-фракционные составы, по которым рассчитывается входной флюид. На основе промысловых исследований и информационно-управляющей системы диспетчерского управления ООО «Газпром добыча Уренгой» (ИУСДУ) пополняются базы данных, из которых формируются необходимые исходные параметры для расчетов в модели УКПГ. При этом данные ИУСДУ подвергаются анализу и фильтрации в связи с наличием недостоверной или ошибочной информации. Дополнительно используются данные предельно допустимых сбросов (ПДС) УГПУ по суточной добыче [3].

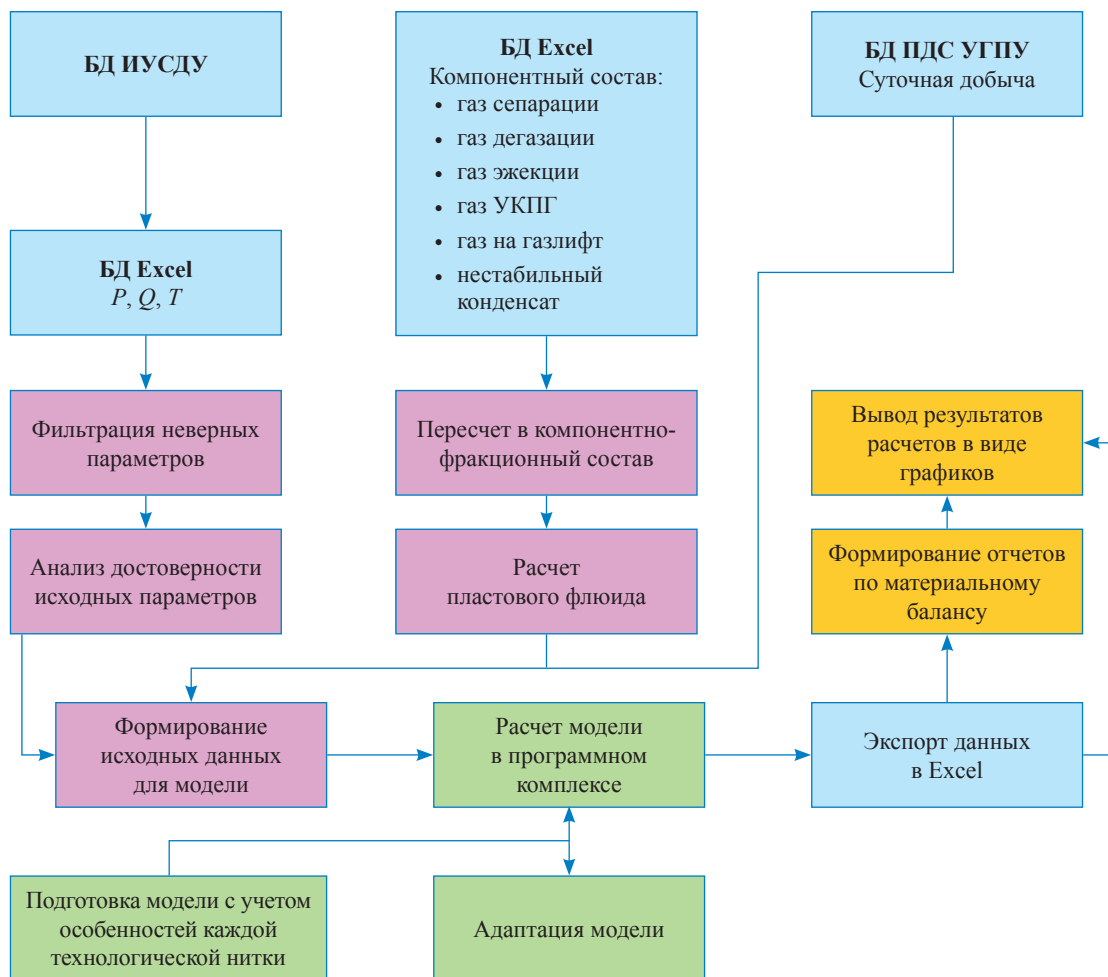


Рис. 5. Схема разработки расчетной модели УНГКК

Таким образом, налаженная систематическая работа в ООО «Газпром добыча Уренгой» в области определения физико-химических свойств добываемых углеводородов позволяет решать широкий круг задач в области контроля и совершенствования технологических процессов добычи, подготовки и транспортировки углеводородного сырья УНГКК.

Список литературы

1. СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия». – М., 2011. – С. 4–5.
2. СТО Газпром 5.11-2008 «Конденсат газовый нестабильный. Общие технические условия». – М., 2008. – 6 с.
3. Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса / ООО «Уренгойгазпром» // Сб. науч. тр. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – С. 103–108.