

УДК 551.49:553.98

В.И. Лапшин, А.Н. Волков, А.Н. Кульков, А.А. Константинов

К вопросу классификации пластовых флюидов нефтегазоконденсатных залежей

Открытые в настоящее время газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения находятся в пластах в широком диапазоне давлений и температур, разнообразны по соотношению и составам газовых и жидких составляющих пластовых систем.

В отечественной литературе [1, 2] приводится более 20 классификационных схем составов пластовых газожидкостных систем (ПГЖС).

Например, Г.Ф. Требиным и др. [3] разработана классификация пластов (залежей), основанная на фазовом состоянии ПГЖС (табл. 1).

Согласно исследованиям [3], молекулярная масса и плотность ПГЖС непрерывно изменяются от сухих природных метановых газов до тяжелой нефти и битумов.

В.И. Старосельским [4] предложен метод прогноза фазового состояния углеводородов (УВ) и выделения типов залежей, включающий изменение четырех основных показателей:

- $C_{2+в}$;
- C_2/C_3 ;
- $100C_2/C_3 + C_4$;
- $100(C_{2+в})/C_1$.

Также В.И. Старосельский [4] разработал классификацию пластовых газов с точки зрения промышленного использования газа, в которой содержание какого-либо компонента в газе определяется индексом: М – метановый; У – углекислый; Э – этановый и т.д.

Достаточно удачная классификация залежей, основанная на фазовом состоянии и количественном соотношении газовой и жидкой фаз, была предложена В.Г. Васильевым, Н.С. Ерофеевым и др. (табл. 2).

Существуют залежи легких нефтей переходного состояния, которые характеризуются высоким содержанием газообразных компонентов и малой плотностью жидкой фазы. Критические температуры подобных летучих нефтей близки к пластовым [5, 6]. Так, газосодержание летучих нефтей находится в диапазоне 360–540 м³/м³, а газоконденсатных смесей – от 540 до 2700 м³/м³, плотность нефти равна 0,830 г/см³ и более [7].

А.И. Гриценко, В.В. Юшкиным и др. был проведен анализ термодинамических условий залегания, физико-химических и фазовых характеристик газоконденсатных месторождений РФ и СНГ. Установлена связь насыщенности газоконденсатных систем и начальных пластовых давлений. Так, при наличии аномально высоких пластовых давлений (АВПД) газоконденсатные системы в подавляющем большинстве недонасыщенны, давление начала конденсации ($P_{нк}$) ниже пластового ($P_{пл}$).

Ключевые слова:

газ, залежь, конденсат, классификация, месторождение, пластовый флюид.

Keywords:

gas, deposit, condensate, classification, field, stratal fluid.

Таблица 1

Классификация пластов по физической характеристике сырья

| Класс | Наименование пласта | Характеристика сырья в пластовых условиях | |
|-------|--------------------------------|---|--------------------|
| | | плотность, кг/м ³ | молекулярная масса |
| I | Газовый | < 225 | < 20 |
| II | Газоконденсатный | 225–240 | 20–40 |
| III | Нефтяной переходного состояния | 425–650 | 35–80 |
| IV | Нефтяной | 625–900 | 75–275 |
| V | Тяжелой нефти и битуминозной | > 875 | > 225 |

Таблица 2

Классификация пластов по фазовому состоянию сырья и соотношению запасов газа, нефти и конденсата

| Фазовое состояние | Наименование пласта | Особенность |
|-------------------|------------------------|---|
| Однофазное | Газовый | Основные компоненты – метан либо неуглеводородные газы |
| | Газоконденсатногазовый | Содержание $C_{5+в}$ – менее 0,2 %, до 30 $см^3/м^3$ |
| | Газоконденсатный | Содержание $C_{5+в}$ – от 30 до 250 $см^3/м^3$ |
| | Конденсатный | Содержание – более 250 $см^3/м^3$ |
| | Переходного состояния | Сырье в пласте по физическим свойствам (вязкость, плотность) близко к критическому состоянию, свойства газа и жидкости при этом одинаковы |
| | Нефтяной | Содержание растворенного газа – менее 250 $м^3/т$ |

Газоконденсатные системы, залегающие без АВПД, обычно близки к насыщенным.

Однако такие критерии оценки, как газовый фактор, соотношение плотности углеводородов C_{5+} и газового фактора, различный характер распределения по фракциям C_{5+} , соотношение компонентов пластовой смеси, структурный состав УВ, не позволяют однозначно определить тип добываемого жидкого УВ. Это свидетельствует о том, что свойства нефтей и конденсатов в глубокозалегающих залежах сближаются. Поэтому однозначно определить тип залежи и прогнозировать фазовые превращения пластовых систем существующими методами иногда достаточно сложно [8].

По мнению авторов работы [9], наиболее существенными факторами, определяющими фазовое состояние залежей, являются соотношение объемов газовой и жидкостной составляющих ПГЖС, компонентный состав газовой и жидкой фаз, физико-химические свойства фаз, а также термобарические условия залегания флюидов.

Согласно работам [9, 10], месторождения нефти и газа разделены на залегающие при нормальных и жестких термобарических условиях. Обобщение составов и свойств ПГЖС, залегающих в нормальных термобарических условиях: глубины – не более 3000–3500 м; давления, близкие к гидростатическим; температуры – 253–353 К. В последние десятилетия в РФ и странах СНГ открыты нефтегазоконденсатные месторождения-гиганты, пластовые системы которых залегают на глубинах 3500–5000 м и более в жестких термобарических условиях при АВПД, превышающих гидростатические в 1,2–2,0 раза и более, и пластовых температурах более 353 К.

Довольно часто месторождения таких ПГЖС связаны с карбонатными трещиноватыми коллекторами большой мощности, отличительной особенностью которых является наличие в составе ПГЖС неуглеводородных компонентов – сероводорода и углекислого газа.

По соотношению пластового давления и давления насыщения пластовые нефти классифицируют на насыщенные (давление насыщения пластовой нефти равно начальному пластовому давлению ($P_{нас} = P_{н.пл}$)) и недонасыщенные ($P_{нас} < P_{н.пл}$).

По фазовому поведению их подразделяют на летучие и нелетучие.

Летучая нефть (нефть с большой усадкой) имеет очень высокий коэффициент растворимости газа и выделяет большие его количества при снижении давления меньше $P_{нас}$.

Нелетучая нефть (нефть с низкой усадкой) состоит из большого количества разнообразных компонентов, включая тяжелые нелетучие, и характеризуется низким содержанием растворенного нефтяного газа.

Для разделения пластовых нефтей на летучие и нелетучие в качестве классификационного признака используют объемный коэффициент усадки нефти при дифференциальном разгазировании: при значении коэффициента более 3,0 пластовая нефть относится к летучим нефтям, менее 3,0 – к нелетучим [11].

Согласно работе [12], за рубежом углеводородные пластовые флюиды, пластовую нефть и пластовый газ подразделяют на классы:

- 1) тяжелая нефть;
- 2) нелетучая нефть;
- 3) летучая нефть;
- 4) пластовый газ на газоконденсат;
- 5) жирный газ;
- 6) сухой газ.

Эта классификация широко используется, несмотря на отсутствие четких границ между классами, которые часто разделяют на подклассы (включающие конденсаты жирного и сухого газов, сырую нефть с высокой степенью усадки и околокритические флюиды). Названия этих подклассов иногда употребляют как названия классов.

Одной из классификаций углеводородных месторождений является классификация по типу флюида. Например, месторождения, содержащие нелетучую нефть, называют месторождениями нелетучей нефти.

При делении на отдельные классы углеводородные флюиды, по сути, представляют собой непрерывный ряд и могут быть охарактеризованы согласно их молярной массе, с которой физические свойства пластового флюида находятся в тесной взаимосвязи.

Как правило, по значениям молярной массы флюида распределяют следующим образом:

- 1) жирные и сухие газы – обычно меньше 23;
- 2) конденсаты – от 23 до 40;
- 3) легкая (летучая) нефть – от 40 до 60;
- 4) нефть с высоким коэффициентом усадки – от 60 до 80;
- 5) тяжелая нефть – от 80 до 150;
- 6) тяжелая нефть и гудроны – выше 150.

Приведенные диапазоны молярных масс являются приблизительными, так как существуют некоторые исключения. При обозначении границ между летучей нефтью и газоконденсатом часто используют газовый фактор ($\approx 620 \text{ м}^3/\text{м}^3$).

Классификация флюидов может основываться на таких дополнительных критериях, как:

- 1) характер добываемой продукции;
- 2) число углеводородных фаз в пластовых условиях;
- 3) тип давления однофазного состояния (начало выделения газа или точка росы).

После подъема флюида на поверхность из него получают товарную нефть (сырую или конденсат попутного газа) и газ.

При первичном истощении давление в залежах тяжелой и легкой нефти проходит через точку насыщения, в залежах газоконденсата – через точку росы. Для жирных и сухих газов в пластовых условиях при снижении давления отсутствует точка росы, поскольку они существуют в виде одной фазы. Для залежей тяжелой нефти характерен низкий выход конденсата попутного газа, и наоборот – залежи легкой нефти характеризуются существенными объемами его добычи.

Проведенные экспериментальные и аналитические исследования позволили авторам предложить усовершенствованную классификацию пластовых флюидов и необходимые виды работ для получения газоконденсатных и термодинамических характеристик пластовых флюидов.

Классификация пластового флюида приводится на основании следующих особенностей фазового поведения при различном содержании в нем углеводородов C_{5+} :

- кривой изменения давления начала конденсации, насыщения (рис. 1);
- вида фазовых диаграмм пластового газа, пластовой нефти.

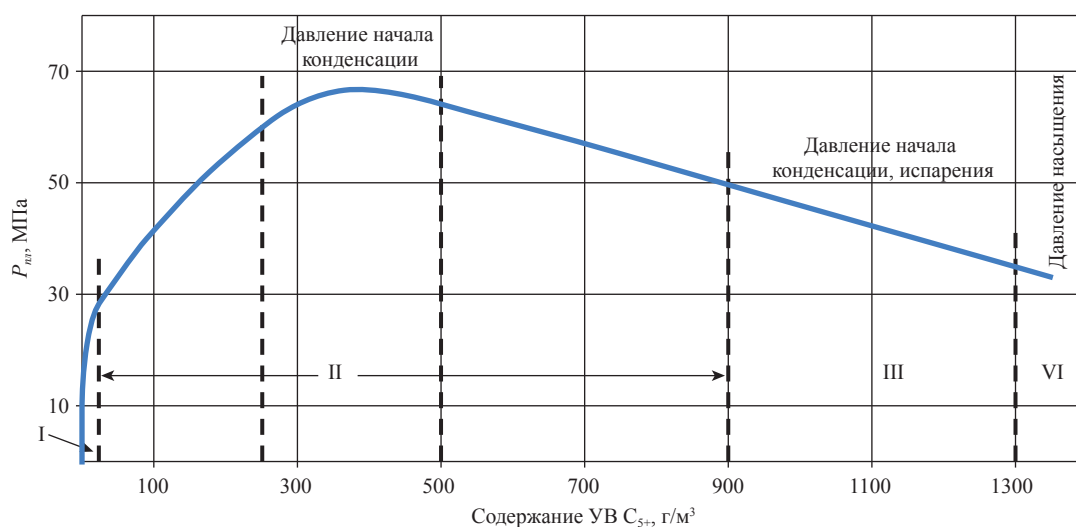


Рис. 1. Зависимость давления начала конденсации (насыщения) пластового газа (пластовой нефти) от содержания углеводородов C_{5+}

Авторы выделяют IV типа пластового флюида (газа, нефти):

I) пластовый (сухой) газ, содержание C_{5+} – до 5 г/м^3 ;

I–II) пластовый газ (конденсатный), содержание C_{5+} – от 5 до 900 г/м^3 ;

III) пластовый флюид критического состава, содержание C_{5+} – от 900 до 1300 г/см^3 ;

IV) пластовая нефть, содержание C_{5+} – более 1300 г/м^3 (менее $650 \text{ м}^3/\text{м}^3$ сухого газа).

Рассмотрим подробнее типы пластовых флюидов (газа, нефти), выделенные авторами.

Пластовый газ (сухой) газовых залежей – газообразная пластовая смесь, характеризующаяся преобладанием метана (98–99 %), сравнительно невысоким содержанием этана и низким – тяжелых углеводородов (до 1 %), а также следовыми количествами неуглеводородных компонентов. Возможное содержание C_{5+} – до 0,15 % мол., или до $5,0 \text{ г/м}^3$. Показательным в этом отношении является пример месторождения Медвежье в Тюменской области [11]. Здесь в начальной стадии изучения сеноманской залежи наличие конденсата в газе замечено не было. В процессе эксплуатации выяснилось, что в добываемом газе содержится до $0,3 \text{ см}^3/\text{м}^3$ конденсата, наличие которого, несмотря на его ничтожное количество, вносит осложнения в работу газопроводов и очистных сооружений. Согласно той же работе [11], залежи следует отнести к чисто газовым, а газ возможно оценивать как сухой при существенно более высоком содержании C_{5+} при газовом факторе $100000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (и выходе конденсата $10 \text{ см}^3/\text{м}^3$).

Г.С. Степановой и др. [13] обработано более 450 составов пластового газа газовых и около 300 – газоконденсатных месторождений. Значения содержаний в составе газа метана, этана, пропана, пентанов (C_5) и C_{5+} , отвечаю-

щих максимуму гистограмм для газовых и газоконденсатных месторождений, приведены в табл. 3.

Естественно, что газовые месторождения характеризуются высокой концентрацией метана и очень низкими концентрациями углеводородов C_{5+} . Газоконденсатные месторождения имеют значительно более высокие концентрации в газе этана, пропана, пентанов и конденсата (C_{5+}). Следовательно, при содержании в пластовом газе углеводородов C_{5+} приблизительно до $1\text{--}1,5 \text{ г/м}^3$ месторождение можно отнести к чисто газовому, а газ – к сухому. При этом, согласно ОСТ 51.40-83 и ОСТ 51-40-93, для газов, в которых содержание C_{5+} не превышает $1,0 \text{ г/м}^3$, точка росы по углеводородам не регламентируется. Сухие газы могут содержать водяные пары, которые будут конденсироваться.

Слово «сухой» в этом случае означает, что газ не содержит жидких углеводородов, но в то же время может содержать воду. Поэтому пластовый газ с содержанием углеводородов C_{5+} до 5 г/м^3 в подавляющем большинстве можно условно отнести к сухому. Ввиду очень малого количества C_{5+} выпадения конденсата из пластового газа (сухого) не происходит. При этом в некоторых случаях возможны ретроградные процессы при содержании C_{5+} в диапазоне $3\text{--}5 \text{ г/м}^3$ и выпадение конденсата в сепараторах. На рис. 2а изображена схематичная диаграмма $p\text{--}T$ для сухого газа.

Пластовый газ (конденсатный) состоит из газовых компонентов, количество которых изменяется: C_1 – от 98 до 45 % мол.; $C_2\text{--}C_4$ – от 2 до 30 % мол.; N_2 – от 0,5 до 6 % мол. и более; CO_2 – от следов до 20 % мол.; H_2S – от 0 до 30 % мол. и более, а также компонентов C_{5+} , количество которых может изменяться от 5 до 1300 г/м^3 сухого газа.

Таблица 3

Значения $C_1\text{--}C_5$ и C_{5+} в составе газов газоконденсатных и газовых месторождений, отвечающих максимуму кривых распределения [6]

| Состав газов, % мол. | Типы месторождений | |
|----------------------|--------------------|------------------|
| | газовые | газоконденсатные |
| Метан | 98,05 | 81,1 |
| Этан | 0,82 | 9,35 |
| Пропан | 0,32 | 2,6 |
| Пентан | 0,0065 | 0,2 |
| C_{5+} | 0,1* | 1,0 |

* Около $3,6 \text{ г/м}^3$.

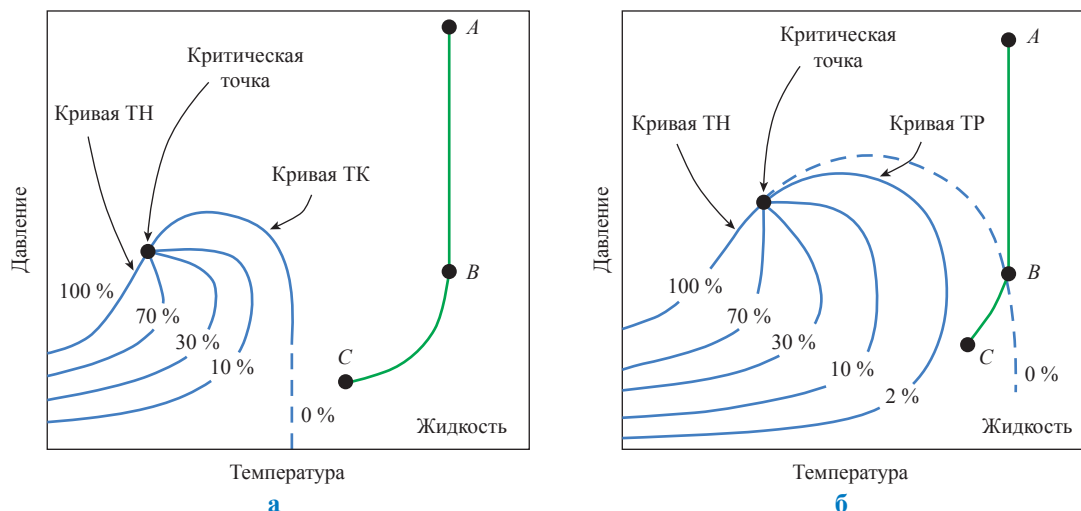


Рис. 2. Схематичные диаграммы p - T : а – сухого газа; б – пластового газа с незначительным содержанием конденсата; А – начальное пластовое давление и температура; В – забойные давление и температура; С – давление и температура сепаратора; ТН – точка насыщения; ТК – точка кипения; ТР – точка росы

В зависимости от содержания C_{5+} авторы выделяют подтипы пластового газа газоконденсатных залежей и газовых шапок:

1) пластовый газ с незначительным содержанием конденсата – от 5 до 25 г/м³ (фазовая диаграмма приведена на рис. 2б);

2) пластовый газ со средним содержанием конденсата – от 25 до 250 г/м³;

3) пластовый газ с высоким содержанием конденсата – от 250 до 500 г/м³ (фазовая диаграмма приведена на рис. 3);

4) пластовый газ с аномально высоким содержанием конденсата – от 500 до 900 г/м³.

Пластовый флюид критического состава – пластовый газ с содержанием углеводородов C_{5+} – от 900 до 1300 г/м³ (рис. 4а)

Пластовая нефть представляет собой жидкий пластовый флюид в термобарических условиях залежи с содержанием C_{5+} стабильной нефти, превышающим 1300 г/м³ (рис. 4б).

Определение типа (подтипа) пластового флюида осуществляют при первичных (промысловых, лабораторных и экспериментальных) исследованиях.

Для определения пластового (сухого) газа, как правило, проводят хроматографические исследования проб газа, отобранных на устье скважины. Сепаратор используется для более точной оценки содержания углеводородов C_{5+} . Состав газа необходим при подсчете запасов углеводородов в залежах, составлении статистических форм отчетности по их добыче на промысле и др.

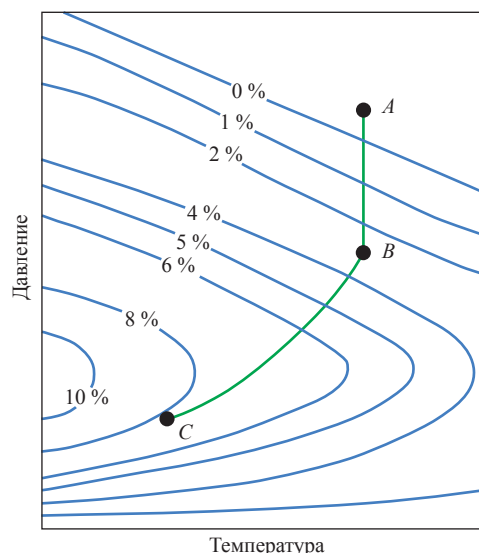


Рис. 3. Фазовая диаграмма пластового газа с высоким содержанием конденсата C_{5+} (320 г/м³): А – начальное пластовое давление и температура; В – забойные давление и температура; С – давление и температура сепаратора

Для определения пластового газа с незначительным содержанием конденсата осуществляют часть комплексных газоконденсатных исследований с отбором из сепаратора проб газа сепарации и нестабильного конденсата с использованием устьевых измерительных сепарационных установок. По результатам лабораторных исследований находят состав пластового газа, содержание и физико-химические свойства

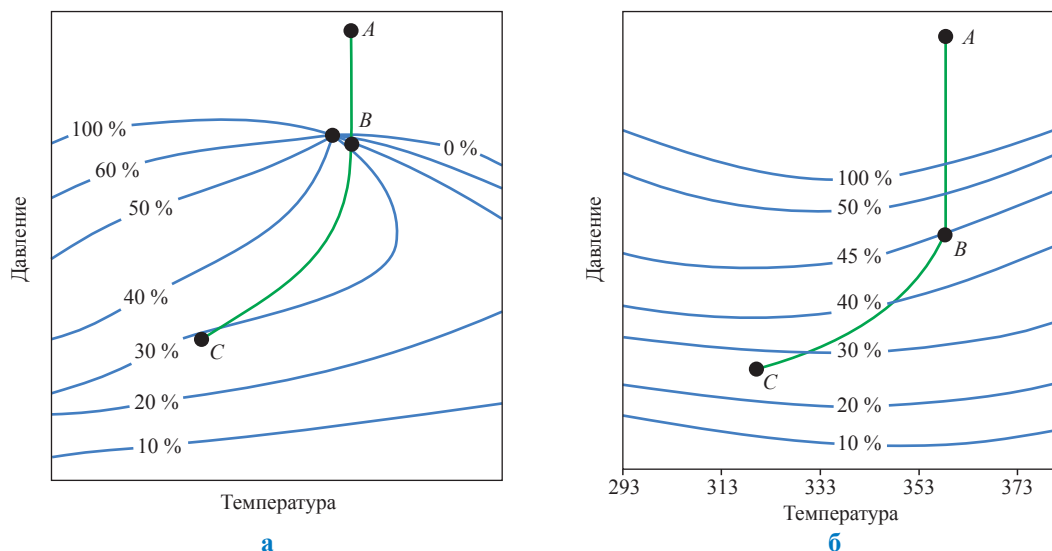


Рис. 4. Фазовые диаграммы: а – пластового флюида околокритического состава ($C_{5+} - 1250 \text{ г/м}^3$); б – пластовой нефти ($C_{5+} - 2100 \text{ г/м}^3$): А – начальное пластовое давление и температура; В – забойные давление и температура; С – давление и температура сепаратора

конденсата (C_{5+}), расчетным способом – фазовые характеристики и конденсатоизвлечение.

Для определения пластового газа со средним содержанием конденсата проводят полный комплекс исследований (хроматографию и изучение физико-химических свойств). Во время проведения экспериментальных *PVT*-исследований снимают изотерму дифференциальной конденсации при пластовой температуре, на основании которой определяют фазовое поведение и конденсатоотдачу.

Для изучения пластового газа с высоким и аномально высоким содержанием конденсата осуществляют полный комплекс исследований. Дополнительно проводится определение эффективности реализации сайклинг-процесса при разработке залежи. Для построения фазовой диаграммы снимают 3–5 изотерм контактной конденсации, одну из которых – при пластовой температуре залежи.

Пластовый газ критического состава определяют по аналогии с исследованиями газа с высоким содержанием конденсата. Дополнительно проводят изучение фазового поведения в околокритической и критической областях для определения критических параметров – давления, температуры и конденсатосодержания залежи. Особенности фазового поведения пластового газа в околокритической, критической и закритической областях, которые имеют место при проведении

PVT-исследований процесса его изотермической конденсации и разгазирования, являются диагностическим признаком, определяющим пластовый газ критического состава. В частности, при приближении к критической точке происходит увеличение крутизны изотерм в узком диапазоне (1,0–2,0 МПа) нарастания давления. Здесь гомогенный пластовый флюид переходит в гетерогенные (газовую и жидкую) фазы с близкими объемами фаз, пластовый газ от изотермической конденсации – к изотермическому разгазированию.

Определение характеристик выпавшего в пласте конденсата осуществляют по результатам исследований пластового газа методом дифференциальной конденсации. При этом оцениваются пластовые потери по нестабильному и стабильному конденсатам (C_{5+}). С целью прогноза изменения основных параметров газоконденсатной характеристики в процессе разработки для выпавшего конденсата определяют плотность, молярную массу и компонентный состав.

Определение свойств пластовой нефти осуществляют на основании исследования глубинных проб, согласно ОСТ 153-39.2-048-2003. Для пластовой нефти в зависимости от решаемых задач предусмотрены исследования по нескольким комплексам (А, В, С), включающим определение *PVT*-соотношений, проведение опытов стандартной и ступенчатой сепарации, дифференциального разгазирования.

Список литературы

1. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного пласта: Учебник / Ш.К. Гиматудинов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
2. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов / Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 1999. – 659 с.
3. Требин Г.Ф. Нефти месторождений Советского Союза: Справочник / Г.Ф. Требин, Н.В. Чарыгин, Т.М. Обухова. – 2-е изд., доп. и перераб. – М.: Недра, 1980. – 583 с.
4. Старосельский В.И. Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов / В.И. Старосельский. – М.: Недра, 1990. – 186 с.
5. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
6. ГОСТ Р (Проект) Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтяные и нефтегазоконденсатные. Требования к техническому проекту разработки (оконч. ред. одобрена ТК 23).
7. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Л.П. Дейк. – М.: Преминум инженеринг, 2009.
8. Еременко Н.А. Справочник по геологии нефти и газа / Н.А. Еременко. – М.: Недра, 1984. – 480 с.
9. Уолш М. Первичные методы разработки месторождений углеводородов / М. Уолш, Л. Лейк. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», 2008. – 672 с.
10. Лапшин В.И. Определение критических параметров нефтегазоконденсатных систем глубоководных залежей / В.И. Лапшин, В.Ф. Перепеличенко, А.Н. Волков // Разработка месторождений углеводородов. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 222–233.
11. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения / А.Г. Дурмишьян. – М.: Недра, 1979. – 335 с.
12. Clark N. It pays know your petroleum / N. Clark // World oil. – 1953.
13. Мартынова М.М. Результаты статистической обработки составов газов газовых и газоконденсатных месторождений Северного Кавказа / М.М. Мартынова, Г.С. Степанова, Т.И. Захарова // Проблемы повышения эффективности технологии разработки месторождений природного газа. – М.: ВНИИГАЗ, 1989. – С. 82–85.