

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ НЕКОТОРЫХ ХАРАКТЕРИСТИК УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕТОДОМ ИНФРАКРАСНОЙ СПЕКТРОМЕТРИИ

В.Ю. Артемьев, Е.Б. Григорьев, И.М. Шафиев

В процессе разработки газоконденсатных месторождений важную роль играет оперативность и комплексность информации об изменениях, происходящих в залежи. Для решения этих задач был использован метод инфракрасной спектроскопии с Фурье-преобразованием (ИКС ФП), который позволяет сделать оценку изменений, происходящих в углеводородных системах.

Получение спектров в этом методе проводится в два приема: сначала регистрируется интерферограмма исследуемого излучения, а затем путем ее Фурье-преобразования вычисляется спектр.

Спектр является индивидуальной характеристикой простого вещества и аддитивной (суммарной) – для смеси. Каждой структурной группе органической молекулы соответствует определенный набор полос поглощения (п.п.). Число характеристических полос поглощения, атомных групп, их интенсивность и положение максимумов, наблюдаемых на ИК-спектрах, дают представление о строении индивидуального соединения или о компонентном составе сложных веществ.

Методом ИКС с использованием спектрометра с Фурье-преобразованием фирмы Perkin – Elmer (серия 1600) авторами были проведены исследования большой группы нефтегазоконденсатных флюидов Уренгойского месторождения. Перечень объектов исследований и их физико-химические характеристики приведены в табл. 1 [1].

Таблица 1

Физико-химические характеристики флюидов объектов исследования

Объекты		Молекулярная масса M		Плотность ρ , кг/м ³		Показатель преломления n_D^{20}		Вязкость ν_{20} , сСт	
		начальная	текущая	начальная	текущая	начальная	текущая	начальная	текущая
1	1А	108	106–100	777,1	750–730	1,4285	1,42–1,41	1,15	0,9–0,8
	1Б	92	100–92	720,0	720–710	1,4090	1,402–1,413	0,7	0,8–0,7
2		118	106–98	767,2	726–718	1,4300	1,412–1,405	1,14	0,75–0,73
3		112	107–95	759,8	720–710	1,4300	1,411–1,402	1,13	0,76–0,73
4		115	108–96	757,3	730–710	1,4275	1,410–1,4025	0,97	0,76–0,68

При проведении исследований выполнялись как качественный анализ по определению групп молекул и связей по соответствующим полосам поглощения, так и относительное количественное сравнение с помощью спектральных коэффициентов, перечень которых приводится в табл. 2. Коэффициенты рассчитывались как отношения оптических плотностей (D) в максимумах изучаемой и реперной полос. Это позволило представить ИК-спектр в виде

Таблица 2

Спектральные коэффициенты

Обозначение коэффициентов	Отношение оптических плотностей	Условные отношения между углеводородными структурами
A_{13}	D_{767}/D_{741}	Условное отношение моноциклической ароматики к сумме моно- и бициклической ароматики
K	D_{806}/D_{1608}	Условное отношение бициклоароматики к сумме ароматических структур
A_1	D_{1608}/D_{723}	Условное отношение ароматических структур к парафиновым
A_6	D_{1608}/D_{1458}	Условное содержание ароматических структур
H_1	D_{966}/D_{723}	Условное отношение нафтеновых структур к парафиновым
H_2	D_{966}/D_{1458}	Условное содержание нафтеновых структур
P_2	D_{723}/D_{1458}	Условное содержание парафиновых структур
P	D_{1377}/D_{1458}	Условный коэффициент разветвленности структур

совокупности цифровых величин, показывающих существующие различия, а также установить общие закономерности изменения свойств анализируемых флюидов.

Анализ ИК-спектров газоконденсатов Уренгойского НГКМ показал, что для большинства образцов характерен спектр, представленный на рис. 1. Вместе с тем встречена небольшая группа флюидов подобъекта 1А, спектр которых (рис. 2) существенно отличается от спектра, отраженного на рис. 1.



Рис. 1. Типичный ИК-спектр конденсатов Уренгойского НГКМ (метано-нафтенный тип)



Рис. 2. ИК-спектр конденсата нафтенного типа Уренгойского НГКМ

Данный спектр характеризуется почти полным «вырождением» многих полос поглощения. В нем практически отсутствуют как полосы ароматических ($1608,800\text{--}700\text{ см}^{-1}$), так и парафиновых ($720\text{--}724\text{ см}^{-1}$) структур. Наиболее значимыми являются полосы поглощения $960\text{--}970$ и $1029\text{--}1032\text{ см}^{-1}$, характерные для нефтяных структур.

При значительном сходстве спектров, представленных на рис. 1, в диапазоне $900\text{--}600\text{ см}^{-1}$ отмечается различное соотношение и интенсивность ряда полос поглощения, и в первую очередь 767 и 741 см^{-1} (рис. 3). На их основе авторами были предложены спектральные коэффициенты A_{13} и K , характеризующие относительное содержание различных классов ароматических структур в нефтегазоконденсатных системах [2–3]. Эти параметры хорошо себя зарекомендовали при оценке типа получаемых из скважин флюидов.

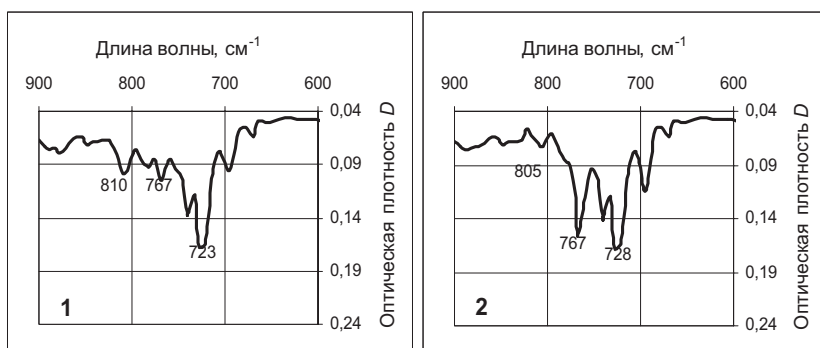


Рис.3. ИК-спектры нефти (1) и конденсата (2) в диапазоне $900\text{--}600\text{ см}^{-1}$

Коэффициент $A_{13} = D_{767}/D_{741}$ представляет отношение значений оптических плотностей полос 767 и 741 см^{-1} . Изучение распределения величин этого коэффициента по десятиградусным фракциям газовых конденсатов и нефтей позволило сделать вывод, что полоса поглощения 767 см^{-1} фиксируется и наиболее контрастна во фракциях $100\text{--}210\text{ °C}$, а полоса 741 см^{-1} – во фракциях $110\text{--}280\text{ °C}$. На основании данных фактов можно утверждать, что параметр A_{13} характеризует относительное содержание более легкой моноциклической ароматики (моно- и дизамещенной) по отношению к сумме фракций

более тяжелой моноциклической ароматики (ди- и более замещенной) и бициклической (нафталины) ароматики, т.е.:

$$A_{13} = D_{767}/D_{741} \sim C_nH_{2n-6}^* / \sum(C_nH_{2n-6} + C_nH_{2n-12}), \quad (1)$$

где C_nH_{2n-6} – гомологи ряда бензола; C_nH_{2n-12} – гомологи ряда нафталина.

Для более полной оценки свойств УВ-систем использован дополнительный коэффициент $K = D_{805-810}/D_{1606}$, определяющий условное содержание сложной (бицикло- и выше) ароматики по отношению к суммарному содержанию ароматической фракции. В свою очередь следует отметить, что полоса 805–806 cm^{-1} начинает устойчиво фиксироваться с фракции 130–140 °С и прослеживается до 200–210 °С, после чего отмечается ее смещение в область 809–811 cm^{-1} . Аналогичный эффект смещения зафиксирован для флюидов в случае появления в газоконденсатной системе примеси нефти. Как дополнительный признак совместно с A_{13} и K параллельно учитывается набор контрольных полос поглощения, включающий следующие из них: 1458–1464, 805–811, 727–721 cm^{-1} . Левая граница указанных интервалов характерна для конденсатов, а правая – для нефтей.

В результате исследования распределения A_{13} , K и контрольных полос поглощения была установлена связь их с типом добываемых из скважин углеводородных флюидов и оценены соответствующие диапазоны изменений A_{13} и K (табл. 3).

Таблица 3

Связь коэффициентов A_{13} и K с типом добываемых флюидов

Тип флюида	A_{13}	K
Конденсаты	> 1	< 1
Конденсаты с примесью нефти	> 1	> 1
Смеси нефтей и конденсатов	< 1	< 1
Нефти	< 1	> 1

Данные ИКС-анализов добываемого и выпавшего конденсатов, полученных при проведении РVT-исследований показали, что для всей выборки изученных проб (кроме нафтенных) зафиксированы спектры, аналогичные представленным на рис. 3 и характери-

зующиеся набором коэффициентов $A_{13} > 1$, $K < 1$ и $A_{13} < 1$, $K > 1$. Как было показано выше, данные наборы спектральных коэффициентов присущи конденсатам и нефтям. Главной особенностью является то, что конденсатный тип ($A_{13} > 1$, $K < 1$) присущ только добываемым конденсатам, а нефтяной ($A_{13} < 1$, $K > 1$) – только выпавшим. При этом наблюдается строгое сохранение вида спектра и набора коэффициентов внутри каждой группы.

На втором этапе исследований после определения типа флюида проводилась работа по количественной оценке доли нефти в смесях, составленных из конденсатов и нефтей разных эксплуатационных объектов Уренгойского НГКМ.

За крайние точки системы приняты: конденсат, для которого содержание нефти равно 0 %, и нефть, для которой эта величина соответствует 100 %. После добавления нефти рассчитывалась концентрация последней в получившихся смесях. С целью получения равномерного распределения вещества в объеме приготовленные пробы в течение 5–7 мин разогревались на масляном радиаторе и осторожно взбалтывались. Параметры записи подбирались таким образом, чтобы величина пропускания (T) по полосе 1458–1462 см^{-1} была в пределах 15–20 %.

Для исследованных проб проводился расчет коэффициентов A_{13} и были построены графики $A_{13} = f(\% \text{ нефти})$, по которым оценивалось содержание нефти в конденсатно-нефтяных смесях (рис. 4).

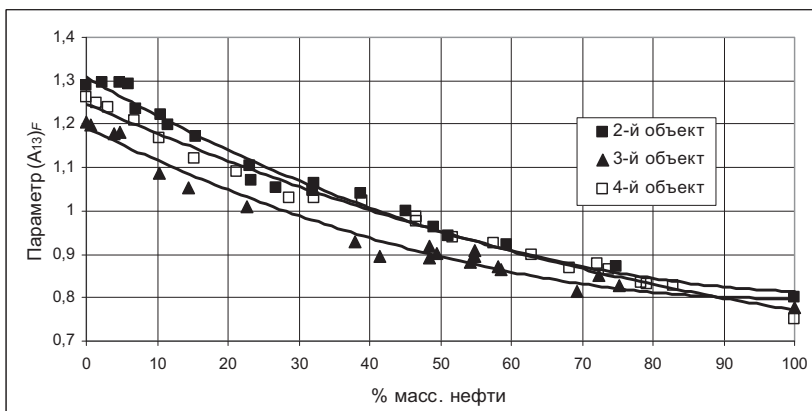


Рис. 4. Изменение A_{13} конденсатов в зависимости от количества добавленной нефти (Уренгойское НГКМ; 2, 3, 4 объекты)

В качестве примера на рис. 4 приведены данные по скважинам объектов 2–4 Уренгойского НГКМ. Имеется четкая связь (коэффициенты корреляции $R^2 = 0,97 - 0,99$) между параметром A_{13} и содержанием нефти в искусственных смесях. Полученные результаты позволяют с большой долей вероятности использовать данные зависимости для оценки содержания нефти в реально добываемых флюидах. Для месторождений с большим количеством эксплуатационных объектов и сложным геологическим строением желательнее создание набора графиков $A_{13} = f(\% \text{ нефти})$ для отдельных эксплуатационных участков (залежей), что значительно повысит точность прогнозных оценок.

На третьем этапе исследовалось распределение A_{13} по десятиградусным фракциям конденсатов и нефтей. В результате была установлена зависимость

$$(A_{13})_F = \sum_{i=1}^n \{(A_{13})_i \times C_i\}, \quad (2)$$

где $(A_{13})_F$ – коэффициент нефракционированного (сырого) флюида; $(A_{13})_i$ – коэффициент i десятиградусной фракции; C_i – концентрация i десятиградусной фракции, % масс.; n – число проанализированных фракций.

Относительное отклонение $(A_{13})_F$ расчетных значений по формуле (2) не превышает $\pm 3\%$ по сравнению с величинами, полученными для исходных нефракционированных проб. Установленная зависимость была использована для оценки конечной температуры кипения добываемого флюида [4–5].

Первоначально для каждой отдельной десятиградусной фракции определяется величина коэффициента $(A_{13})_i$ (рис. 5). С учетом концентраций фракций C_i и их числа n рассчитывается величина $(A_{13})_F$ для всей суммы фракций конкретного флюида. В дальнейшем с постоянным шагом $(n - 1)$, что соответствует условному сокращению состава на одну десятиградусную фракцию, проводится пересчет концентраций фракций и параметра $(A_{13})_F$ для новой системы. Проведя последовательно ряд таких пересчетов и получив набор новых значений $(A_{13})_F$, на их основе строится кривая распределения, характеризующая значения температуры конца кипения флюида, которая и используется как калибровочная (рис. 6).

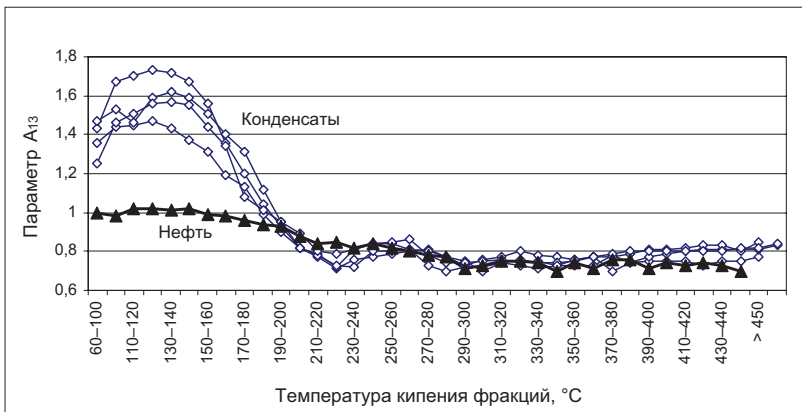


Рис. 5. Значения параметра (A_{13}), десятиградусных фракций

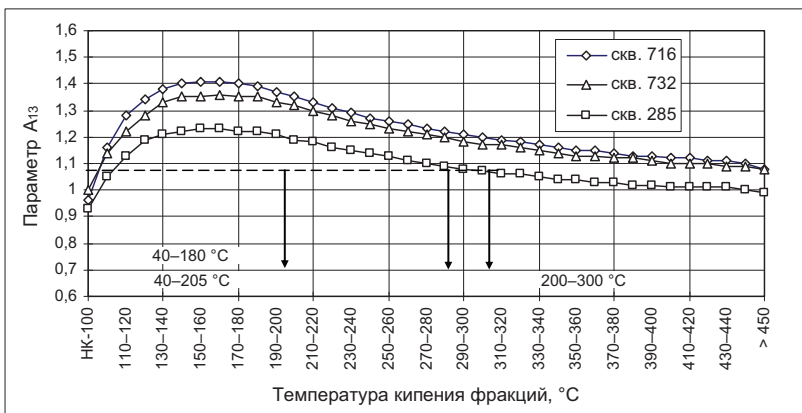


Рис. 6. Расчетные кривые изменения температуры конца кипения конденсатов в процессе разработки (Уренгойское НГКМ, $A_{ч_{3-4}}$)

Для последующих оценок проводятся измерения лишь параметра $(A_{13})_F$ нефракционированных проб. Получаемые данные наносятся на калибровочные графики, на основании которых и проводится прогнозная оценка конечных температур кипения добываемого сырья на разных этапах разработки. Такой контроль позволяет экспрессно фиксировать изменения, происходящие с извлекаемым флюидом.

В результате анализа спектральных коэффициентов флюидов установлено, что для большинства коэффициентов отмечаются устойчивые изменения их абсолютных величин в процессе снижения пластового давления. На этом фоне наиболее значимые перераспределения отмечаются для ароматических структур. Так, для проанализированной выборки образцов фиксируется устойчивая тенденция роста величины A_{13} , т.е. внутри класса ароматических соединений все более преобладают в составе моноароматические структуры.

Проведенные наблюдения по скважинам эксплуатационных объектов 1–4 валанжинских отложений показали значимую связь параметра A_{13} с определенными при промысловых исследованиях значениями пластового давления ($P_{пл.}$) и потенциальным содержанием C_{5+B} в пластовом газе (PC_{5+B}) (табл. 4).

Таблица 4

Корреляция A_{13} с промысловыми параметрами $P_{пл.}$ и PC_{5+B}

Объект	Кoeffициенты корреляции A_{13} с промысловыми параметрами			
	$P_{пл.}$		PC_{5+B}	
	диапазон значений R^2	$R^2_{ср.}$	диапазон значений R^2	$R^2_{ср.}$
1	0,85–0,96	0,89	0,63–0,92	0,83
2	0,6–0,91	0,81	0,41–0,99	0,83
3	0,54–0,98	0,8	0,46–0,98	0,75
4	0,77–0,9	0,83	0,6–0,97	0,77

В настоящее время трудно предложить четкое объяснение полученным фактам, но можно утверждать, что зафиксированные связи (рис. 7) $A_{13} = f(P_{пл.})$ и $A_{13} = f(PC_{5+B})$ контролируются процессами, происходящими в газоконденсатной системе, и могут представлять интерес при проведении контроля разработки залежей.

По данным ИК-исследований, с учетом установленных связей, были построены (рис. 8) уточненные расчетные кривые $PC_{5+B} = f(P_{пл.})$, по которым проведена оценка потенциального содержания конденсата. Полученные данные сравнивались с результатами промысловых исследований за 2008 г. (табл. 5).

В добываемых нефтях и газоконденсатах, как правило, содержится вода. Несмотря на то, что по исследованию ИК-спектров воды имеется много публикаций, сведения о частотах колебаний

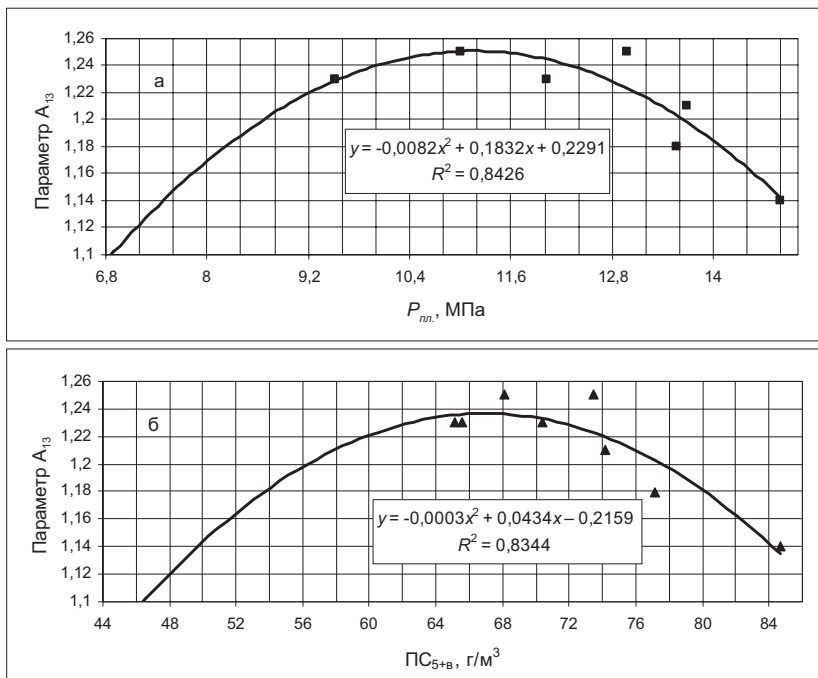


Рис. 7. Взаимосвязь параметров $A_{13} = f(P_{пл,1})$ (а) и $A_{13} = f(ПС_{5+в,1})$ (б) (Уренгойское НГКМ, скв. 2301)

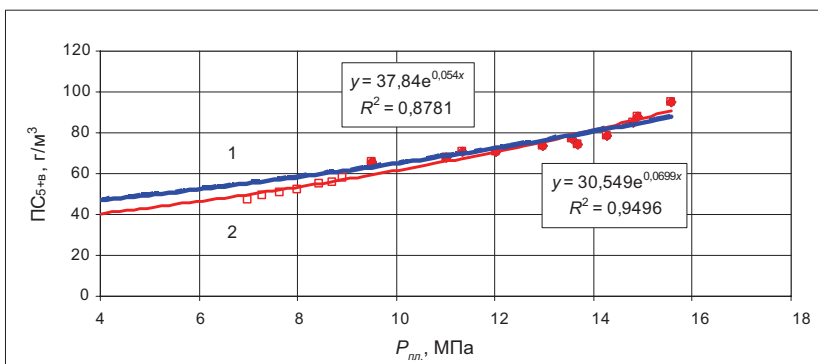


Рис. 8. Взаимосвязь параметров $ПС_{5+в,1}$ и $P_{пл,1}$ по промышленным (1) и уточненным по ИКС (2) данным (Уренгойское НГКМ, скв. 2301)

Таблица 5

Сравнение значений потенциального содержания (ПС_{5+в}) по данным промышленных исследований и данным, уточненным по ИКС

№ п/п	Потенциальные содержания конденсата			Отклонение
	промышленные		уточненные по ИКС	
	дата отбора	ПС _{5+в} (г/м ³)	ПС _{5+в} (г/м ³)	(г/м ³)
1	01.07.09	40,5	40,5	0
2	02.07.08	54,9	54,5	0,4
3	23.03.09	51,5	50,8	0,8
4	16.01.08	51,4	55,6	-4,2
5	17.06.08	53,7	55,5	-1,8
6	25.03.09	56,9	56,9	0
7	10.06.08	67,5	69,5	-2
8	02.04.09	66,8	66,6	0,2
9	30.07.08	47,5	47,7	-0,2
10	03.06.09	94,7	91,6	3,1
11	01.07.08	99,3	95,8	3,5
12	18.06.08	62,3	63,2	-0,9

и их отнесении в большинстве случаев не только не совпадают, но бывают и противоречивы. В спектрах жидкой воды полосы поглощения значительно уширены и смещены относительно соответствующих полос в спектре водяного пара. Кроме того, усложнение спектра можно объяснить существованием различных типов ассоциаций, проявлением обертонов и составных частот ОН-групп, находящихся в водородной связи. Это затрудняет его интерпретацию и отчасти объясняет имеющиеся в литературе противоречия. В спектре жидкой воды наблюдаются следующие полосы поглощения: 780, 1645, 2150, 3450, 3600, 3290 см⁻¹.

При спектральных исследованиях газовых конденсатов, проведенных авторами на Уренгойском НГКМ в 1997–1998 гг., отмечен интересный факт, связанный с появлением в некоторых пробах дополнительного набора полос поглощения в области спектра 1500–1800 см⁻¹, ранее не фиксировавшихся. В первую очередь это полосы поглощения, характерные для кислородсодержащих (1716, 1700, 1690, 1658, 1548 см⁻¹) и непредельных (1640 см⁻¹) структур, что указывает на появление в составе конденсатов гетероциклических ароматических соединений, карбонильных групп кислот эфи-

ров, альдегидов, кетонов. Наличие таких веществ является признаком окислительной обстановки, которая в эксплуатационных скважинах связана в первую очередь с зоной газоводяного контакта. Как было отмечено, к пластовым водам газоконденсатных месторождений приурочено повышенное содержание низкомолекулярных карбоновых кислот. В связи с этим с большой долей вероятности можно утверждать, что появление в ИК-спектрах добываемого конденсата полос поглощения кислородсодержащих структур можно рассматривать как косвенный, качественный признак подъема и приближения пластовых вод к интервалам перфорации.

Комплексная информация, полученная на основе данных инфракрасной спектроскопии, предлагается для оценки свойств добываемого конденсата, ранней диагностики и оценки изменений, происходящих в залежах в процессе разработки, и позволит дополнить существующий стандартный комплекс исследований.

На основании проведенных исследований (мониторинг) спектральных характеристик флюидов Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения можно сделать следующие выводы:

1) с помощью инфракрасной спектроскопии получена комплексная информация по оценке изменений, происходящих в залежи в процессе разработки;

2) набор информационных характеристик включает:

а) оценку типа добываемого флюида по величине параметров A_{13} и K ;

б) доли примеси нефти в добываемом конденсате;

в) температуры конца кипения добываемого флюида;

г) прогноз изменений $P_{пл.}$ и $П_{C5+B}$;

д) уточнение величины $П_{C5+B}$;

е) контроль появления воды в добываемой продукции;

3) анализ свойств добываемых конденсатов, проведенных на основе ИКС, показал:

а) для большинства исследованных проб характерно снижение величины параметра A_{13} и параллельно происходит облегчение конденсатов;

б) в некоторых скважинах отмечена стабилизация величины A_{13} , что свидетельствует о вовлечении в процесс добычи ранее выпавшего конденсата или «подтягивания» нефтяно-

го вещества оторочек, что наиболее заметно проявляется для 3-го объекта УКПГ 1АВ;

в) на ИК-спектрах повсеместно фиксируется широкая полоса поглощения в области 3300–3400 см⁻¹, связанная с ОН-группами и являющаяся признаком воды. Дополнительное появление полос поглощения в области 1600–1800 см⁻¹ позволяет предполагать появление пластовой воды.

Список литературы

1. Проведение комплекса экспериментальных физико-химических, термодинамических и геохимических исследований для подсчета запасов, проектирования, анализа и контроля за разработкой месторождений ОАО «Газпром»: отчет о НИР: этап 3 «Мониторинг физико-химических и термодинамических характеристик пластовых систем Уренгойского НГКМ, Ямбургского ГКМ» / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – 0072-06-16. – М., 2009.

2. *Артемьев В.Ю.* Экспрессный метод определения типа флюида по данным инфракрасной спектроскопии с Фурье-преобразованием (ИКС ФП) / В.Ю. Артемьев, Т.Д. Островская // Материалы геол.-технич. совещания «Строительство разведочных скважин на ачимовские отложения Восточно-Уренгойской зоны». – Тюмень, 1999. – С. 268–273.

3. *Артемьев В.Ю.* Контроль за разработкой газоконденсатной залежи методом ИК-спектроскопии / В.Ю. Артемьев, Н.М. Парфенова, Э.Т. Стройный // Пути совершенствования методики и организации исследований на конденсатность в ОАО «Газпром»: ч. 2. – М.: ИРЦ Газпром, 2002. – С. 33–36.

4. *Лапшин В.И.* Оперативный контроль изменения фракционного состава добываемого конденсата (методом ИКС) / В.И. Лапшин, В.Ю. Артемьев, Ю.М. Корчажкин и др. // Актуальные проблемы освоения, разведки и эксплуатации месторождений природного газа. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 315–320.

5. *Артемьев В.Ю.* Инфракрасные характеристики флюидов нижнемеловых отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / В.Ю. Артемьев, В.И. Лапшин, Э.Т. Стройный // Современное состояние и перспективы развития газоконденсатных исследований. – М.: ВНИИГАЗ, 2005. – С. 164–173.