

3 Benedikt M., Freire J., Godefroid P. VeriWeb: Automatically Testing Dynamic Web Sites, in: Proceedings of the 11th International World Wide Web Conference, May 2002, Hawaii, USA.

4 Chien-Hung Liu. Data flow analysis and testing of JSP-based Web applications, Information and Software Technology 48 (2006) pp. 1137–1147.

5 Kallepalli C., Tian J. Measuring and modeling usage and reliability for statistical web testing, IEEE Trans. Software Eng. 27 (11) (2001) pp. 1023–1036.

6 Rapps S., Weyuker E.J. Selecting software test data using data flow information, IEEE Trans. Software Eng. SE-20 (No. 4) (1995) 385–403.

УДК 550.34

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ ИДЕНТИФИКАЦИИ НЕФТИ

В.И.Фаловский, Р.А.Минахметов

*ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ, Россия, 443041, г. Самара, ул. Красноармейская, 93
тел. (846) 3334696, факс (846) 2792058, e-mail gipvn@gipvn.ru*

Предложен метод, позволяющий выявить специфические особенности состава нефти. При этом использованы различия в распределении углеводородов нормального и изомерного строения. Подобранные критерии для количественного определения содержания отдельно взятой нефти в смеси.

Method allowing to identify specific features of oil composition has been proposed. In this regard differences in distribution of normal and isometric hydrocarbons have been used. Criteria for quantitative determination of individual oil content in mixture have been selected.

Проблема идентификации нефти возникает в различных случаях, связанных с ее добычей и транспортом.

В некоторых случаях эксплуатация залежей оказывается более эффективной при совместном дренировании продуктивных горизонтов. При этом разделение продукции по пластам становится задачей, требующей постоянного решения.

В ходе разработки старых месторождений залежь может переходить на режим истощения. В коллекторе образуется газонасыщенная область. В условиях резкого изменения термобарических условий в воронке депрессии возникает совместная фильтрация газовой и нефтяной фаз и массообмен между ними. Показателем такого хода событий является обогащение нефти легкими фракциями (газовым конденсатом). Эти же явления возможны при прорыве газа, если первоначально нефтяная залежь имела газовую шапку.

Скважина может быть прострелена на один объект разработки, но вследствие негерметичности эксплуатационной колонны возможны перетоки из других пластов.

Во всех перечисленных случаях необходимо своевременное получение информации об изменении состава продукции скважин, выяснение его причин и принятие соответствующих решений с целью оптимизации процесса разработки месторождения.

Рациональная организация работы систем внутри- и межпромыслового транспорта нефти также требует решения вопросов, подобных описанным выше.

Поэтому актуальным является выявление взаимосвязи между характеристиками состава для достоверной идентификации нефтей.

В разное время в качестве специфических признаков нефти рассматривались такие свойства, как коэффициент светопоглощения [1], равнообъемные «анилиновые» точки [2]. Последние отражают определенное соотношение ароматических, нафтеновых и парафиновых углеводородов [2,3]. Вследствие многостадийности пробподготовки, влияния различных факторов, эти методы, несмотря на длительную историю своего развития, находят в настоящее время ограниченное применение.

Данные по микроэлементному составу нефти также используются для идентификации нефти и выработки рекомендаций по эксплуатации совместных скважин [4, 5].

В случае светлых нефтей с незначительным содержанием асфальтенов, смол и микроэлементов, а также близким структурно-групповым составом вышеприведенные методы практически не применимы.

В настоящей работе для выявления специфических признаков нефти использована капиллярная газовая хроматография.

Газохроматографический метод на капиллярных колонках позволяет выявлять особенности состава нефти, характерные только для данного нефтяного пласта или стабильного потока. В связи с этим стал употребляться криминалистический термин «отпечаток пальца» применительно к хроматограмме. Для получения надежных результатов, не искаженных различными вспомогательными операциями (фракционирование, депарафинизация, деасфальтизация и др.), обычно применяемыми при изучении состава нефтей, наилучшим вариантом является введение в хроматограф «сырой» нефти.

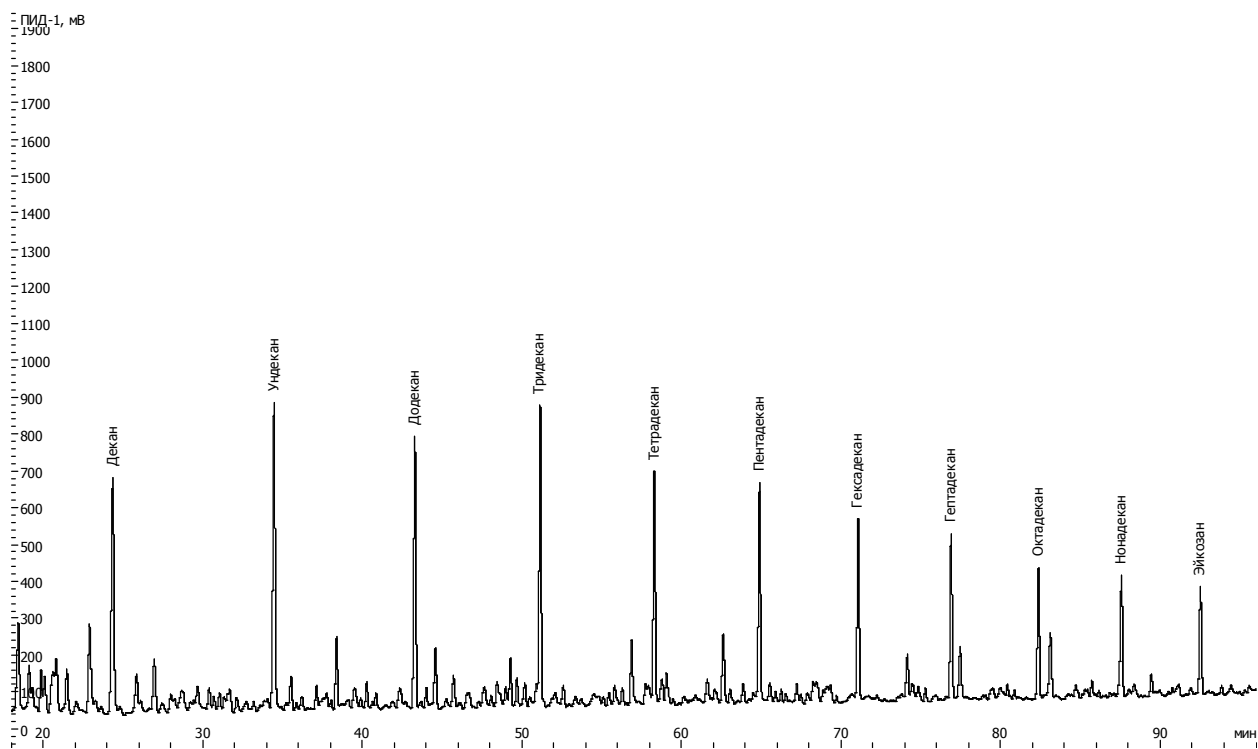
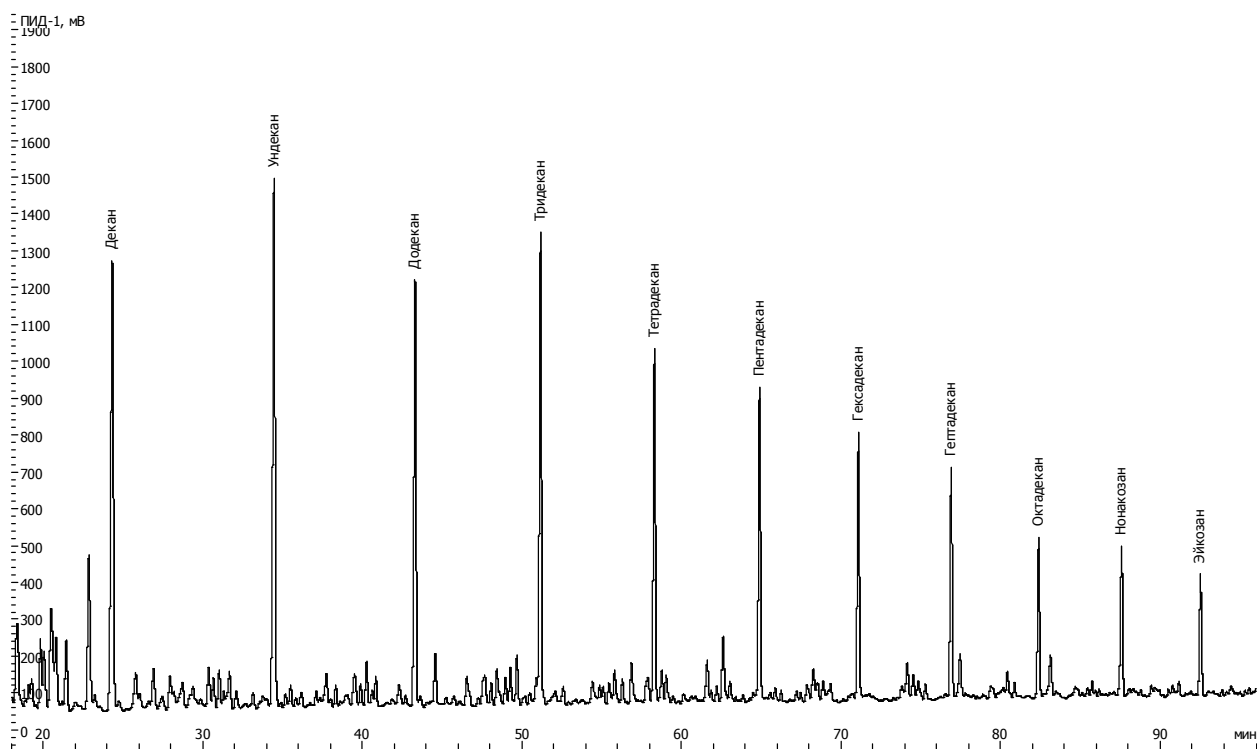


Рисунок 1 — Фрагменты хроматограмм девонских нефтей двух разных месторождений

В качестве объектов исследований были выбраны светлые нефти Волго-Уральского региона, в которых наблюдается незначительное содержание асфальтенов, смол, металлов и серы. Такие объекты наиболее сложны для анализа с помощью ранее упомянутых методов.

Хроматографический анализ нефти проводили на газовом хроматографе Кристалл 2000М

с пламенно-ионизационным детектором. Качественный анализ хроматограммы осуществляли с использованием образцов индивидуальных углеводородов, а также путем сравнения индексов удерживания соединений с их табличными значениями [6]. Количественный анализ углеводородов в нефти проводили методом абсолютной калибровки.

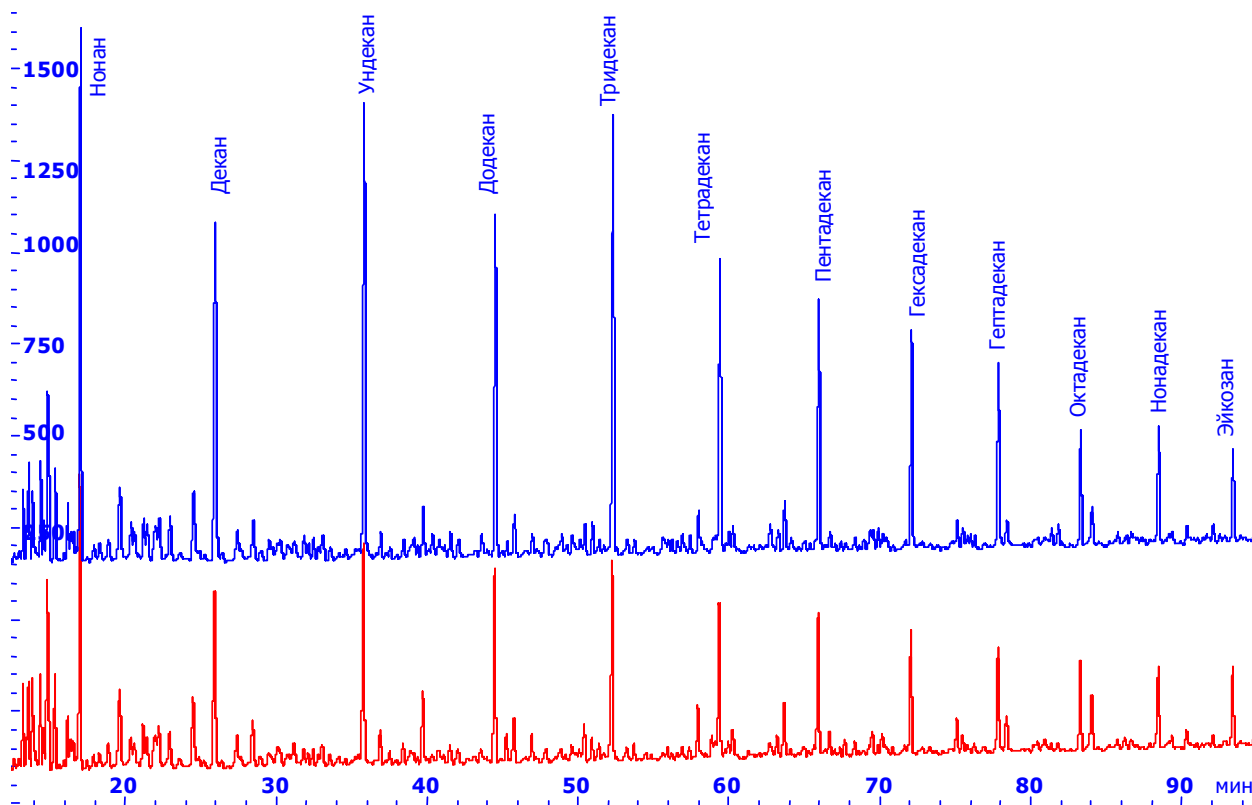


Рисунок 2 — Фрагменты хроматограмм нефти двух пластов одного месторождения:
1 – пласт D_v, 2 – пласт D_к

Исторически сложилось, что глубокое изучение состава и свойств нефти связано с геохимическими исследованиями.

При рассмотрении различных геохимических «меток» нефтей в ходе исследований (отношение пристана к фитану, соотношение количества нормальных углеводородов с нечетным и четным числом атомов углерода в молекуле, термическую зрелость

$K_j = \frac{i - C_{19} + i - C_{20}}{n - C_{17} + n - C_{18}}$ и др.) оказалось, что

наиболее чувствительной «меткой» является соотношение углеводородов нормального и изопреноидного строения.

Эти соотношения рассчитывались для компонентов C₁₀ – C₂₀, которым соответствует интервал температур кипения 174-345°C. Отношение концентраций углеводородов в рассматриваемом диапазоне стабильно и не зависит от способа разгазирования нефти.

Вывод о применимости выбранного метода сделан на основании результатов анализа 30 модельных смесей, приготовленных из образцов, отобранных из индивидуальных пластов на 8 месторождениях.

Результаты выбора могут быть проиллюстрированы с помощью некоторых из хроматограмм. На рис. 1 представлены фрагменты хроматограмм нефтей девонских отложений двух разных месторождений Оренбургской области.

На рис. 2 представлены результаты анализа двух нефтей различных девонских пластов одного месторождения.

На рис. 3 представлены фрагменты хроматограмм нефтей различных месторождений, приуроченных к отложениям разного геологического возраста.

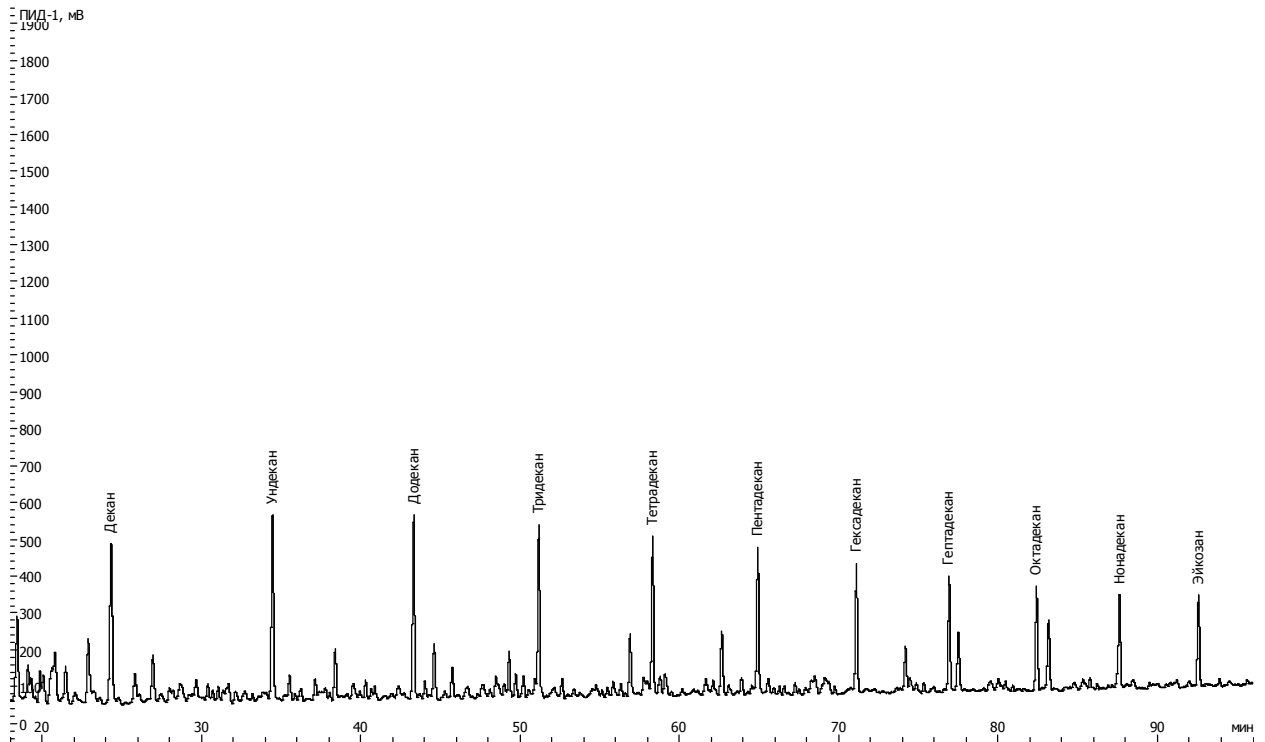
На рис. 4 представлены фрагменты хроматограмм нефти и нефти с примесью газового конденсата из одного объекта разработки из двух скважин.

Небольшая выдержка из полученного авторами фактического материала показывает, что термин «отпечаток пальца» действительно применим к результатам хроматографического анализа нефти. Наложение хроматограмм позволяет выявить специфику состава различных образцов.

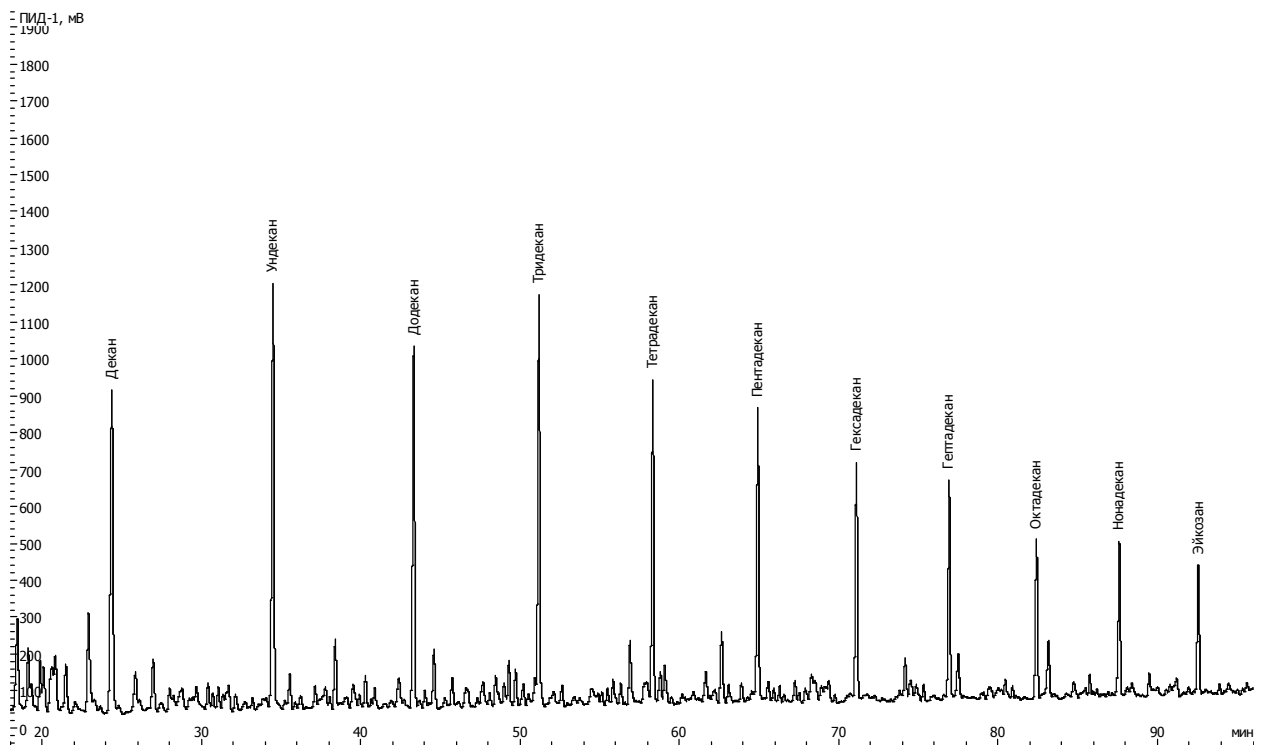
Для расчета доли конкретной нефти в смеси авторами настоящей работы предложены количественные параметры, выбранные как наиболее представительные по результатам экспериментальной проверки.

$$K_j = \frac{\sum_{i=10}^{20} u_{30} - C_i}{\sum_{i=10}^{20} n - C_i}, \quad (1)$$

$$K_j = \frac{\sum_{i=10}^{20} n - C_i}{\sum_{i=10}^{20} (n - C_i + u_{30} - C_i)}, \quad (2)$$



1



2

Рисунок 3 — Фрагменты хроматограмм нефтей различных месторождений, приуроченных к отложениям разного геологического возраста:

1 – карбон; 2 – девон.

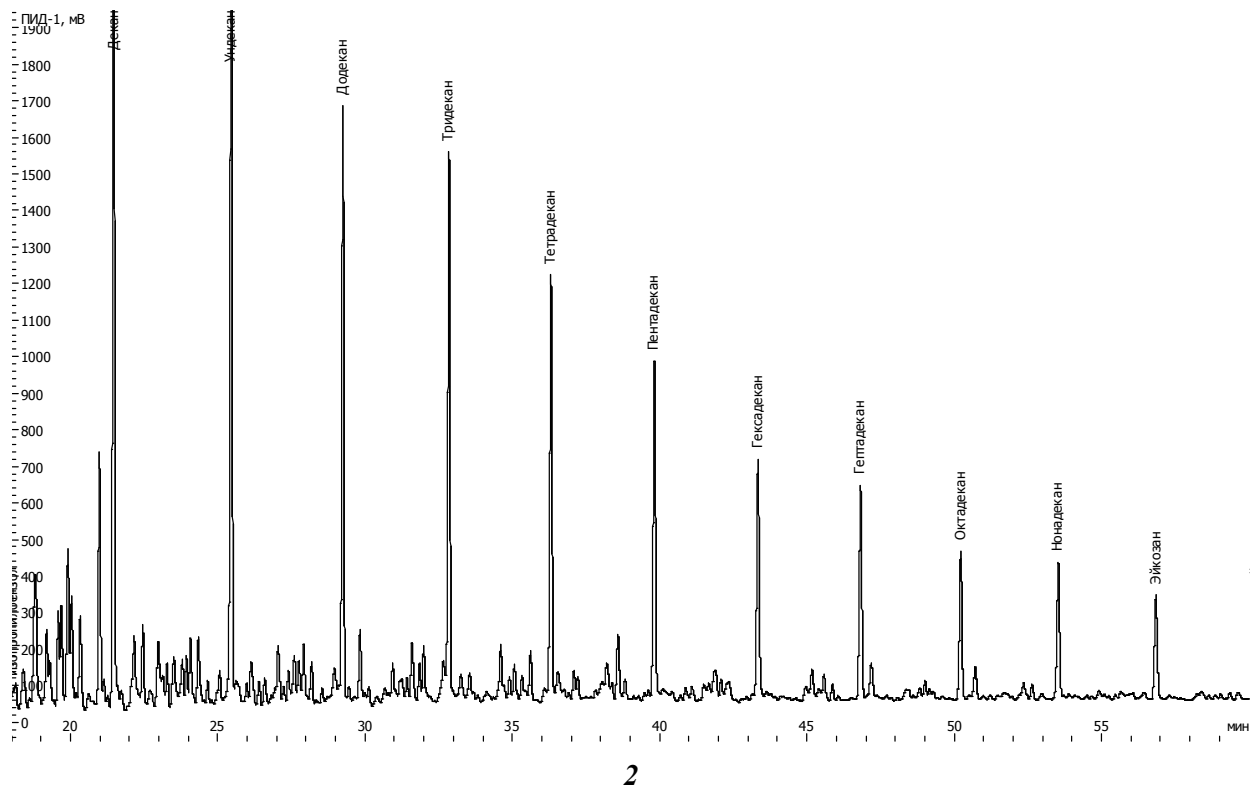
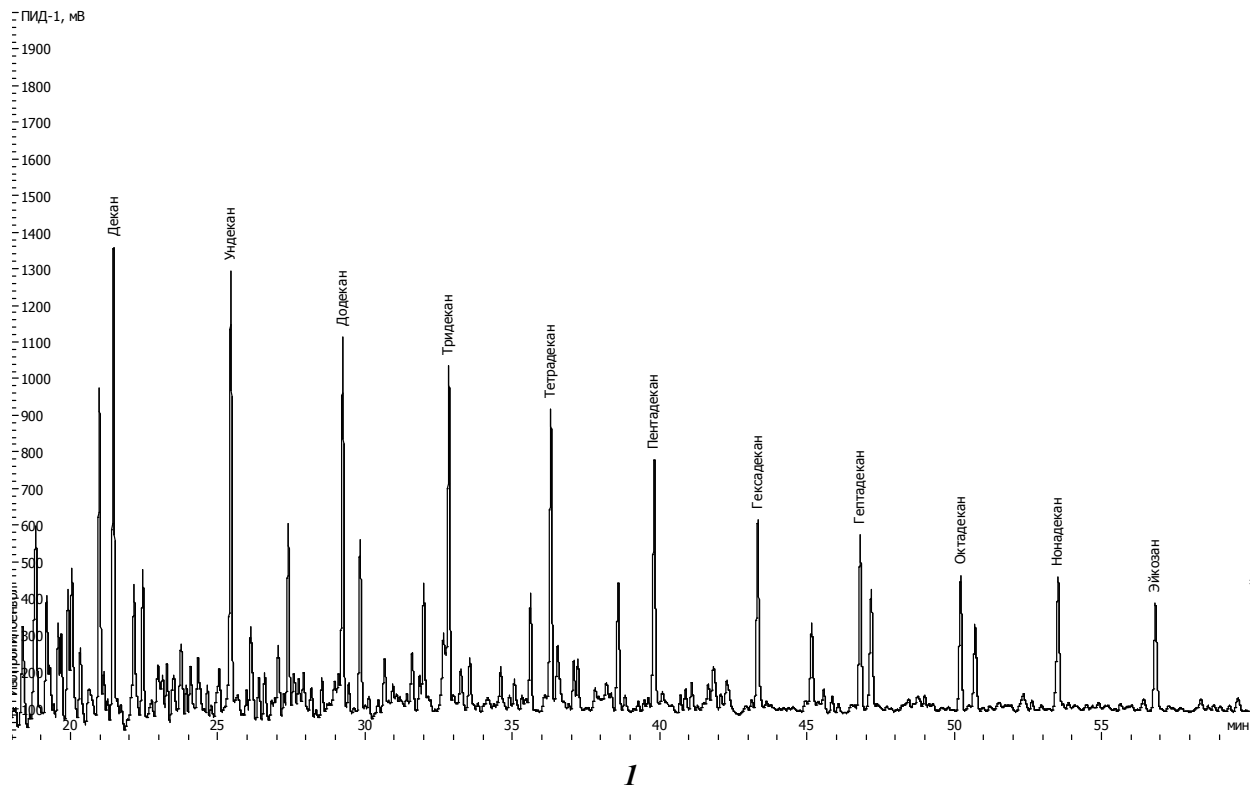


Рисунок 4 — Фрагменты хроматограмм нефти из одного объекта разработки из двух скважин:
1 – нефть; 2 – нефть с примесью газового конденсата.

Таблица 1 — Результаты расчета состава модельных смесей из нефтей различных пластов

Месторождение	1	2				3		
Массовая доля первого пласта, %	70,6 (Д _{IV} +Д _{III})	94,4 (Д _I +Д _V)	80,4 (Д _I +Д _{КТ})	60,2 (Д _{V-I} +Д _{КТ})	69,5 (Д _V +Д _{КТ})	89,9 (Д _V +Д _К)	69,5 (Д _V +Д _К)	70,2 (Д _К +Д _V)
$K_j = \frac{\sum_{i=10}^{20} \text{изо}-C_i}{\sum_{i=10}^{20} \text{н}-C_i}$	70,3	98,1	84,7	53,7	55,6	91,2	67,0	65,5
$K_j = \frac{\sum_{i=10}^{20} \text{н}-C_i}{\sum_{i=10}^{20} (\text{н}-C_i + \text{изо}-C_i)}$	73,8	97,1	81,5	60,2	62,7	93,8	72,9	58,3
$K_j = \frac{\sum_{i=11}^{16} 2,6,10-TMC_i}{\sum_{i=11}^{16} \text{н}-C_i}$	70,7	96,5	82,8	53,0	65,2	92,0	62,3	70,9
$K_j = \frac{2,6,10-TMC_{11}}{\text{н}-C_{11}}$	59,6	95,4	77,5	52,0	72,1	90,0	63,0	70,0
Среднее значение	68,6	96,8	81,6	54,7	63,9	91,8	66,3	66,2
Относительная погрешность, %	2,8	2,5	1,5	9,1	8,1	2,1	4,6	5,7

Примечание. В скобках указаны пласты.

$$K_j = \frac{\sum_{i=11}^{16} 2,6,10-TMC_i}{\sum_{i=11}^{16} \text{н}-C_i}, \quad (3)$$

$$K_j = \frac{2,6,10-TMC_{11}}{\text{н}-C_{11}}, \quad (4)$$

где: $\text{изо}-C_i$ – массовое содержание изомерных алканов;

$\text{н}-C_i$ – массовое содержание нормальных алканов;

$\text{н}-C_i + \text{изо}-C_i$ – массовое содержание нормальных и изомерных алканов;

$2,6,10-TMC_i$ – массовое содержание триметилзамещенных алканов.

Расчет доли j -ого пласта в продукции скважины проводили согласно уравнениям:

$$K = \sum_{j=1}^N X_j \cdot K_j, \quad (5)$$

$$\sum_{j=1}^N X_j = 1. \quad (6)$$

где: K – фактическое значение параметра по совместной скважине; K_j – значение параметра, характеризующего j -й пласт в совместной скважине;

X_j – доля j -го пласта в продукции скважины.

В табл. 1 приведены результаты расчета по параметрам (1)–(4) состава модельных смесей из нефтей, отобранных из разных пластов трех месторождений с указанием относительной погрешности. Усреднение результатов по приведенным соотношениям существенно снижает погрешность методики и повышает достоверность результатов. Средняя погрешность методики составляет 4%, а максимальная – не превышает 15%.

Данная методика была апробирована на скважине одного из месторождений Оренбургской области, эксплуатирующей в настоящее время одновременно два пласта Д_к и Д_в. Пробы отбирались в феврале, марте, сентябре 2004 года. Результаты расчетов относительных дебитов пластов Д_к и Д_в в продукции исследованной скважины в течение 2004 года представлены в табл. 2. Эти результаты хорошо согласуются с данными промысловых замеров, а также с результатами других физико-химических методов (содержание серы, никеля, коэффициент светопоглощения).

Принцип аддитивности расчета состава смеси, заложенный в основу данной методики, позволяет использовать ее также для идентификации различных нефтяных потоков. Из специфичности структуры хроматограммы для отдельно взятой нефти следует неповторимость рисунка хроматограммы для смеси нефтей.

Абсолютные значения рассматриваемых количественных характеристик различных для нефтей разных месторождений, но направление их изменения при переходе от одного пласта к

Таблица 2 — Результаты расчета относительных дебитов пластов Д_v и Д_к одной из скважин месторождения Оренбургской области

Месторождение	Значения параметров K _j		Отбор от 02.04 г.			Отбор от 03.04 г.			Отбор от 09.04 г.		
	Д _v	Д _к	К	Дебит, %		К	Дебит, %		К	Дебит, %	
				Д _v	Д _к		Д _v	Д _к		Д _v	Д _к
$K_j = \frac{\sum_{i=10}^{20} u_{30} - C_i}{\sum_{i=10}^{20} n - C_i}$	1,769	2,773	2,492	28,0	72,0	2,403	35,8	64,2	1,870	89,9	10,1
$K_j = \frac{\sum_{i=10}^{20} n - C_i}{\sum_{i=10}^{20} (n - C_i + u_{30} - C_i)}$	0,361	0,265	0,286	21,9	78,1	0,294	30,2	69,8	0,348	86,5	13,5
$K_j = \frac{\sum_{i=11}^{16} 2,6,10 - TMC_i}{\sum_{i=11}^{16} n - C_i}$	0,144	0,319	0,258	34,9	65,1	0,259	34,3	65,7	0,158	92,0	8,0
$K_j = \frac{2,6,10 - TMC_{11}}{n - C_{11}}$	0,085	0,195	0,152	39,1	60,9	0,165	27,3	72,7	0,097	89,1	10,9
Среднее значение				31,0	69,0		31,9	68,1		89,4	10,6

другому на многопластовых месторождениях сохраняется.

Разработанная методика представляет интерес для ряда нефтедобывающих предприятий и может быть использована в нефтепромысловой практике для принятия инженерных решений при проведении геолого-технологических мероприятий.

Литература

1 Глузов И.Ф., Гильманшин А.Ф. Применение фотоколориметрии нефтей для решения отдельных геолого-промысловых задач // Татарская нефть. – 1961. – № 6.

2 Кувандыков И.Ш., Мухин Л.К. Определение раздельного дебита многопластовых нефтяных скважин // Нефтепромысловое дело. – 1982. – №1. – С. 12-16.

3 Кувандыков И.Ш. Распределение дебитов совместно эксплуатируемых нефтеносных пластов методом анилиновых точек на Стахановском месторождении // НТИС Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1985. – Вып.8. – С. 1-5.

4 Гусаков В., Яковлев В., Караваев А., Хлебникова М., Нуртдинова Л., Телин А. Микроэлементный анализ нефти Приобского месторождения // Научно-технический вестник ЮКОС. – 2004. – №9. – С. 16-19.

5 Хатмуллин И., Свешников А., Утарбаев А., Караваев А., Хасанов М. Разделение продукции совместных скважин Приобского месторождения на основе микрокомпонентного анализа нефти // Научно-технический вестник ЮКОС. – 2004. – №9. – С. 20-23.

6 Король А.Н. Неподвижные фазы в газожидкостной хроматографии: Справочник. – М.: Химия, 1985. – 240 с.