

Особенности геологического строения залежи Усинского месторождения и состава добываемой нефти

Д.И. Чуйкина
ведущий инженер
dichuikina@mail.ru

О.В. Серебренникова
д.х.н., профессор,
заведующая лабораторией ЛППН
ovs49@yahoo.com

Л.Д. Стахина
к.х.н.
sl@ipc.tsc.ru

Л.К. Алтунина
д.т.н., профессор,
заведующая лабораторией ЛКХН
alk@ipc.tsc.ru

Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия

Разработка Усинского месторождения (республика Коми) ведется с 1977 г. Строение нефтемещающих резервуаров и связанных с ними залежей УВ очень сложное, в разрезе залежи выделено 3 объекта разработки: I — нижний, II — средний и III — верхний.

В работе показаны различия состава и свойств образцов нефти, относящихся к различным объектам залежи. Данная информация может быть полезна для уточнения геологического строения, определения характеристик углеводородного сырья и продуктивности каждого нефтяного объекта при их совместной эксплуатации в скважине.

Материалы и методы

Образцы нефти Усинского месторождения из разных объектов разработки, определение плотности пикнометрическим методом, определение динамической вязкости на приборе «Реотест», электронная спектроскопия, потенциометрическое титрование кислот, газовая хромато-масс-спектрометрия.

Ключевые слова

Усинское месторождение, тяжелая нефть, свойства, состав, углеводороды, металлопорфирины, кислоты

Характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся, в основном, тяжелые и высоковязкие нефти с вязкостью от ~30 мПа·с (динамической) и выше [1]. Запасы таких нефтей значительно превышают запасы легких и маловязких нефтей и, по оценкам специалистов, они составляют не менее 1 трлн т. Россия также обладает значительными трудноизвлекаемыми запасами нефтей, и их объем составляет около 60% в общем объеме запасов российской нефти [2].

Пермокарбонная залежь Усинского месторождения представляет собой единую гидродинамическую систему, однако большой этаж нефтеносности и высокие значения нефтенасыщенных толщин обусловили необходимость выделить в разрезе залежи 3 объекта разработки: I — нижний (пачки 1–5), II — средний (пачки 6–8) и III — верхний (пачки 9–13) (рис. 1). Нижняя часть продуктивной толщи (пачки 1–3) представлена переслаиванием водорослевых, органо-водорослевых известняков и аргиллитоподобных глин. Пачки 4–5 представлены органогенно-детритовыми известняками, доломитизированными в той или иной степени. Химически чистые неслоистые массивные известняки выделяются в объеме продуктивных пачек 6–8. Над ними залегает толща слоистых детритовых криноидно-мшанковых известняков. Наличие глинистых прослоев позволяет выделить промысловые пачки 9–13 [3].

Нижний объект (НО) содержит 37,5% от всех начальных балансовых запасов

нефти. Средняя нефтенасыщенная толщина — 29,2 м. Объект характеризуется пониженным электрическим сопротивлением и представляет собой чередование маломощных пластов-коллекторов и плотных пород. В целом нижний объект имеет наибольшую расчлененность разреза. Средний объект (СО) содержит 36,8% от всех балансовых запасов нефти по залежи. Средняя нефтенасыщенная толщина — 20,9 м. Отличается наименьшей расчлененностью разреза, наиболее однороден по строению. Верхний объект (ВО) содержит 25,7% от всех балансовых запасов нефти. Средняя нефтенасыщенная толщина — 14,3 м. Верхний объект характеризуется большей расчлененностью, чем средний. Основная особенность — значительная изменчивость суммарных и нефтенасыщенных толщин даже на небольших расстояниях, что обусловлено размытием кровельной части залежи. В целом для разреза характерно значительное изменение коллекторских свойств даже при небольшом расстоянии между скважинами (150–200 м), что затрудняет корреляцию проницаемых интервалов по площади [3].

Промысловый опыт одновременной разработки объектов самостоятельными сетками скважин показывает, что из-за перетоков теплоносителя (особенно пара) в верхнюю часть залежи имеет место опережающая выработка верхнего объекта. Этому способствует хорошая гидродинамическая связь по трещинам между продуктивными пачками, особенно в верхней части залежи, лучшая выдержанность пластов, а также меньшая вязкость нефти в верхнем объекте. Кроме

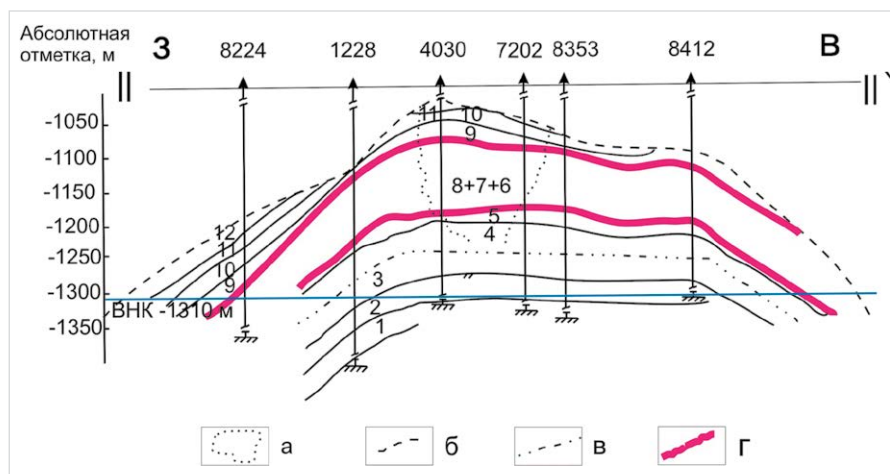


Рис. 1 — Схематический геологический профиль II–II' по продуктивным пермокарбонатным отложениям: а — границы органогенной постройки; б — кровля пермокарбонатной толщи; в — репер IV; г — раздели между объектами разработки: I объект (пачки 0–5), II объект (пачки 6–8), III объект (пачки 9–13)

Fig. 1 — Schematic of the geological profile II–II' in terms of producing Permocarbanic deposits: а — boundaries of organogenic buildup; б — roof of the Permocarbanic layer; в — benchmark IV; г — watersheds between development targets: target I (benches 0–5), target II (benches 6–8), target III (benches 9–13)

того, нефтенасыщенная толщина на большей части залежи верхнего объекта значительно меньше, чем среднего. По мере выработки верхнего объекта тенденция преимущественного поступления закачиваемого агента в верхнюю часть залежи будет продолжаться, что снизит эффективность разработки ниже лежащих объектов и залежи в целом.

Исследования [4] показали, что для распознавания нефтей из разных продуктивных пластов возможно применение комплекса физико-химических показателей. Совокупность знаний о составе и свойствах добываемых флюидов наряду с геологическими исследованиями позволит повысить эффективность разработки многопластовых месторождений за счет выявления и вовлечения в разработку неохваченных ранее объектов.

Образцы нефти для анализа были отобраны из различных объектов Усинского месторождения. Комплекс методов включал определение физических параметров: вязкости, плотности, а также состав нефти. Методом электронной спектроскопии определено содержание металлопорфиринов (ванадиловых и никелевых комплексов), методом потенциометрического титрования — содержание кислот, методом газовой хромато-масс-спектрографии было определено содержание различных классов углеводородов нефти.

Анализ полученных данных показал, что все исследованные образцы нефти являются тяжелыми и высоковязкими. Плотность нефти изменяется в пределах 0,920–0,986 г/см³, динамическая вязкость — 8–12 Па·с. Средние значения этих показателей образцов нефти, добытых из отдельных объектов, указывают на закономерное повышение значений плотности нефти от нижнего объекта к верхнему. Нефть характеризуется высокой вязкостью, минимальные значения вязкости отмечены для нефти среднего объекта (таб. 1).

Содержание металлопорфиринов в нефтях по разрезу залежи изменяется не закономерно. Пониженное содержание порфиринов отмечено в образцах нефти, приуроченных к зонам распространения биогермных известняков.

Исследования массива образцов нефти показали, что содержание ванадиловых и никелевых порфиринов в пробах из каждого объекта меняется по площади месторождения, снижаясь в южном направлении. Максимальным количеством металлопорфиринов отличаются нефти ВО северо-западной части месторождения (таб. 1). На отдельных участках отмечено снижение содержания металлокомплексов с ванадием вниз по разрезу.

Содержание нафтеновых кислот в образцах нефти, определенное методом потенциометрического титрования, также изменяется, в основном, от местоположения скважины, увеличиваясь от краевых частей к центру месторождения (рис. 2).

В нефтях южной части месторождения содержание карбоксилсодержащих (COOH-групп) компонентов максимально в нефтях среднего объекта, тогда как на севере в нефтях среднего объекта их содержание минимально.

Состав углеводородов исследован в образцах нефти, добытых из пластов южной и центральной части Усинского месторождения. Во всех изученных образцах идентифицированы такие углеводороды, как алканы,

Показатели	Объекты разработки		
	I (НО)	II (СО)	III (ВО)
вязкость, Па·с	5–10 (7,3)*	3–12 (6,5)	0,8–11 (7,2)
плотность, г/см ³	0,950–0,986 (0,938)	0,943–0,978 (0,958)	0,942–0,948 (0,965)
Содержание Ni-р, нмоль/г**	67–111 (90)	42–120 (94)	53–130 (79)
Содержание VO-р, нмоль/г**	284–453 (381)	258–401 (344)	371–428 (386)
Содержание кислот, % масс.	1,40–2,45 (1,73)	1,00–2,27 (1,59)	1,00–2,07 (1,67)
COOH-группы кислот, % масс.	0,17–0,37 (0,26)	0,15–0,34 (0,24)	0,16–0,31 (0,25)

Таб. 1 — Физико-химические показатели образцов нефти Усинского месторождения (...)* — указаны средние значения показателей, **никелевые и ванадиловые комплексы порфиринов

Tab. 1 — Physical and chemical indicators of oil samples from the Usinskoe Oil Field (...)* — average values of the indicators are given, **porphyrin V/Ni (nickel and vanadyl) complexes

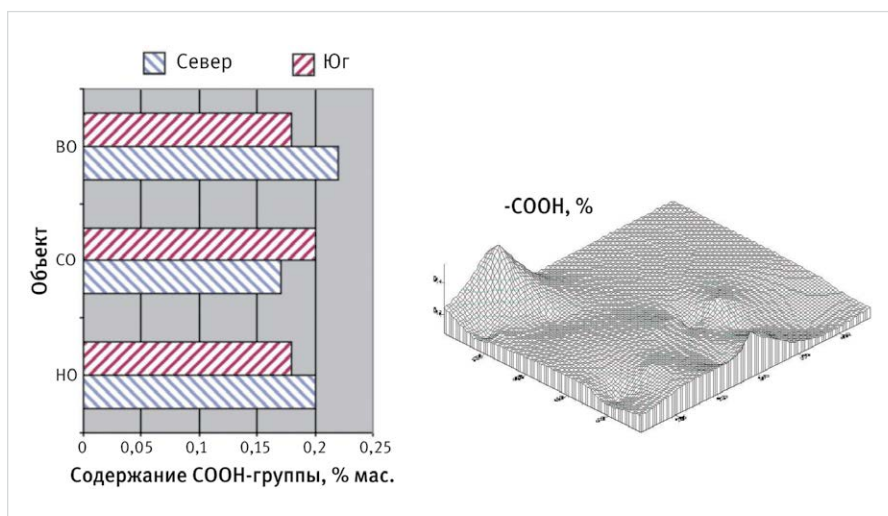


Рис. 2 — Изменение содержания нафтеновых кислот (COOH-групп) в образцах нефти по разрезу (А) и по площади (Б) Усинского месторождения

Fig. 2 — Change in the content of naphthenic acids (COOH-group) in the oil samples along cross section (A) and area (B) of the Usinskoe Oil Field

№ скв.	Объект	Содержание, % отн.				
		Алканы	Арены	Цикланы	Нафтеноарены	ГОС
8123	ВО	21,9	51,2	18,8	2,5	5,6
2762	ВО	18,1	51,6	22,0	2,4	6,0
3028	ВО	38,9	40,4	14,3	1,4	5,0
3363	ВО+СО	16,9	53,9	22,3	2,2	4,6
1251	ВО+СО	12,6	56,4	25,6	1,8	3,6
7037	СО	9,6	53,9	27,7	3,3	5,4
1031	СО	14,9	54,3	22,1	2,7	6,0
7159	СО	14,3	56,0	21,7	2,4	5,7
7244	НО+СО	7,2	59,1	25,3	2,2	6,3
401	НО	3,2	56,4	29,8	4,6	6,0
574	НО	5,6	59,0	25,6	3,0	6,8

Таб. 2 — Содержание углеводородов и гетероорганических соединений нефти
Tab. 2 — Content of hydrocarbons and oil heteroorganic compounds

пентациклические тритерпаны гопанового ряда, моноарены, в подавляющем количестве представленные триметилалкилбензолами, биарены, включающие нафталин и его метил- и этилзамещенные гомологи. Среди триароматических УВ присутствуют фенантрены и триароматические стероиды. Гетерокомпоненты представлены сера- и кислородсодержащими соединениями.

Содержание изученных соединений в нефтях приведено в таб. 2.

Содержание ароматических углеводородов, представленных триметилалкилбензолами, нафталином и его моно-, би-, три- и тетраметилзамещенными гомологами, а также фенантrenom, флуоренов и их гомологами, выше, чем содержание алканов, а разброс значений колеблется от 40,4 до 59,1 % отн., в среднем 53,8% отн. от суммы идентифицированных соединений.

Цикланы, представленные сесквитерпанами, стеранами, секогопанами и гопанами, присутствуют в изученных нефтях в меньших концентрациях. Основными представителями данной группы УВ являются бициклические сесквитерпаны (от 7,8 до 12,9 % отн.) и пентациклические гопаны (от 2,3 до 7,6 % отн.).

Нефти верхнего, среднего и нижнего объектов существенно различаются по содержанию отдельных групп углеводородов.

Анализ группового состава углеводородов нефти из скважин, эксплуатирующих один объект, показывает различие верхнего, среднего и нижнего объектов и изменение состава при переходе от сводовой части залежи к периферии.

На юге месторождения в нефти верхнего объекта среди углеводородов доминируют алканы. Нафталины (биарены) и гопаны присутствуют в меньших близких концентрациях. Содержание моно- и триаренов в нефти невелико (рис. 3). Особенно это заметно в нефтях из присводовой части залежи. Нефть среднего объекта (рис. 3) отличается высоким содержанием биароматических углеводородов. Как и в случае нефти верхнего объекта, от крыльев к присводовой части наблюдается увеличение содержания

в образцах алкановых структур. Нефть нижнего объекта характеризуется повышенной долей нафтеновых структур, а также ароматических углеводородов, среди которых преобладают триароматические соединения (рис. 3). Относительное содержание би- и трициклических аренов выравнивается в присводовой части залежи.

Основным классом нафтеновых структур во всех исследованных образцах нефти являются сесквитерпаны (бициклические соединения). Повышенное содержание три-, тетра- и пентациклов (терпаны, стераны и гопаны соответственно) отмечено для образцов нефти нижнего объекта (рис. 4).

Закономерностей изменения состава цикланов по площади Усинского месторождения для изученных нефтей не отмечено.

Авторы благодарят Томский региональный центр коллективного пользования ТНЦ СО РАН за предоставленный Масс-спектрометр высокого разрешения TermoElectron Finnigan DFS, Германия и ИК-Фурье спектрометр с Раман модулем TermoElectron, Nicolet 5700, США.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации по Соглашению о предоставлении субсидии № 14.604.21.0176 от 26.09.2017 г., уникальный идентификатор — RFMEFI60417X0176 в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по приоритетному направлению «Рациональное природопользование».

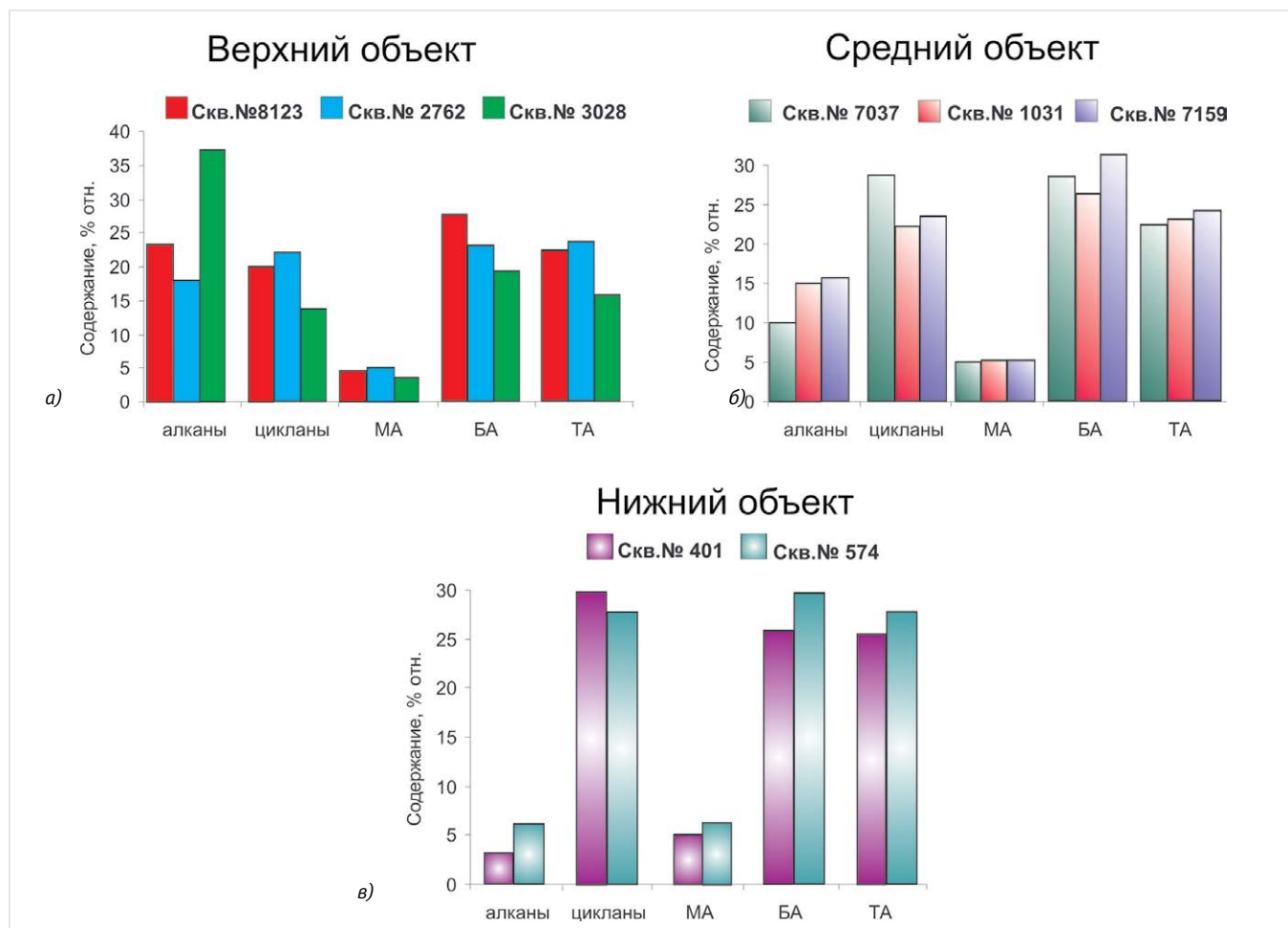


Рис. 3 — Групповой состав углеводородов в образцах нефти:
а) верхнего объекта в присводовой части залежи (скв. №№ 3028, 8123) и на ее восточном крыле (скв. №2762);
б) среднего объекта на западном крыле (скв. №7037) и в присводовой части залежи (скв. №№ 7159, 1031);
в) нижнего объекта на западном крыле (скв. №401), в присводовой части (скв. №574).

Fig. 3 — Group composition of hydrocarbons in the oil samples: а) of the top target in the crest position of the deposit (well Nos. 3028, 8123) and on its eastern flank (well No.2762); б) of the middle target on the western flank (well No.7037) and in the crest position of the deposit (well Nos. 7159, 1031); в) of the bottom target in the western flank (well No.401), in the crest position (well No.574)

Итоги

В результате ряда проведенных исследований были рассмотрены особенности геологического строения, а также состава и свойств нефтей Усинского месторождения, относящихся к различным объектам залежи.

Выводы

Таким образом, содержание основных классов углеводородов (алканов, аренов и цикланов), гетероорганических соединений, а также значения вязкостей и плотностей образцов, отобранных из различных объектов, могут быть использованы для дифференциации нефтеносных объектов и контроля за разработкой месторождения.

Список литературы

1. Артеменко А.В., Кашанцев В.А. Вязкое дело // Нефть России. 2003. №11. С. 30–33.
2. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. №2. Режим доступа: <http://www.ngtp.ru/rub/9/023.pdf>
3. Абдулмизитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторин В.Д. и др. Геология и разработка крупнейших уникальных нефтяных и

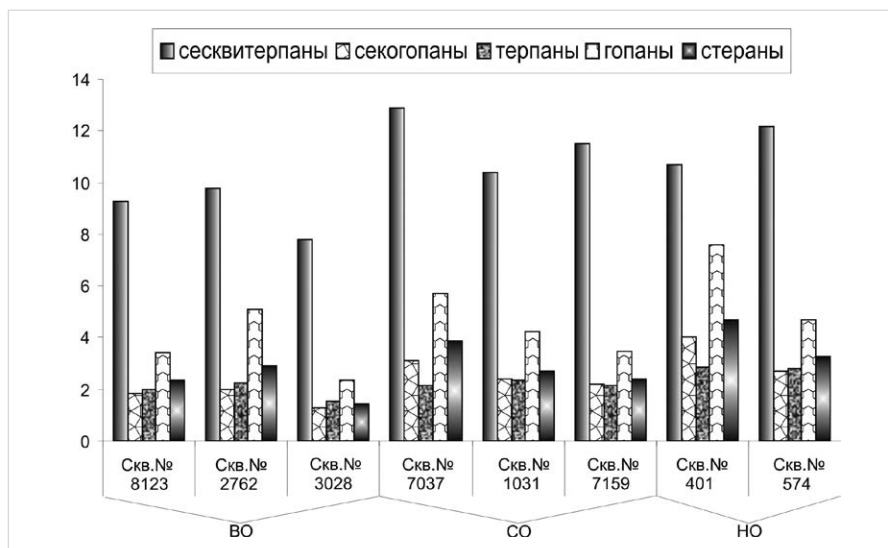


Рис. 4 — Содержание (% отн.) би-, три-, тетра- и пентациклических УВ в образцах нефти различных объектов (ВО, СО и НО)

Fig. 4 — Content (% relative) of bi-, tri-, tetra- and pentacyclic hydrocarbons in the oil samples of the different targets (top target, middle target and bottom target)

газовых месторождений России. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. Т. 1. 280 с.
4. Якубов М., Якубова С., Петрова Л. Новый метод контроля выработки запасов нефти

многопластовых залежей на основе сопоставительного анализа добываемой продукции // Технологии ТЭК. 2007. №1. С. 34–39.

ENGLISH

GEOLOGY

Salient features of the deposit geological structure in the Usinskoe oil field and the composition of the oil produced

UDC 551

Authors:

Daria I. Chuikina — leading engineer; dichuikina@mail.ru
Olga V. Serebrennikova — Sc.D., professor, head of the laboratory; ovs49@yahoo.com
Larisa D. Stakhina — Ph.D.; sl@ipc.tsc.ru
Lubov K. Altunina — Sc.D., professor, head of the laboratory; alk@ipc.tsc.ru

Institute of Petroleum Chemistry SB RAS, Tomsk, Russian Federation

Abstract

Development of the Usinskoe Oil Field (Republic of Komi) has been underway since 1977. The structure of the oil holding reservoirs and deposits of hydrocarbons associated with them is very complicated; within the cross section of the deposit, 3 production targets have been identified: I — bottom target, II — middle target and III — top target.

The paper highlights the differences in the composition and properties of the oil samples belonging to different deposit targets. This information can be of use helping to clarify geological structure, to determine the characteristics of the crude hydrocarbons and productivity of each oil target when they are operated jointly in the oil well.

Materials and methods

Oil samples from the Usinskoe Oil Field from different development targets, determination of density using picnometer (bottle) method, determination of dynamic viscosity on the Reotest instrument, electronic spectroscopy, potentiometric titration of acids, gas chromatography-mass spectrometry.

Results

As a result of a number of studies performed, salient features of the geological structure have been investigated as well as the composition and properties of the oils from the Usinskoe Oil Field belonging to different targets of the deposit.

Conclusions

Thus, the content of the main classes of hydrocarbons (alkanes, arenes and cyclanes), heteroorganic compounds, as well as the values of viscosities and densities of oils sampled from different objects could be used for differentiation of oil-bearing objects and field management.

Keywords

Usinskoe Oil Field, low grade oil, properties, composition, hydrocarbons, metalloporphyrins, acids

References

1. Artemenko A.V., Kashantsev V.A. Vязкое дело [Sticky question]. *Neft' Rossii*, 2003, issue 11, pp. 30–33.
2. Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. *Dinamika doli otnositel'nogo soderzhaniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefti v obshchem balanse* [Dynamics of the share of the relative content of hard-to-recover oil reserves in the total balance sheet]. *Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2007, issue 2. Available at: <http://www.ngtp.ru/rub/9/023.pdf>
3. Abdumazhitov R.D., Baymukhametov K.S., Viktorin V.D. and oth. *Geologiya i razrabotka krupneyshikh unikal'nykh neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy Rossii* [Geology and development of the largest unique oil and gas fields in Russia]. Moscow: VNIIOENG, 1996, Vol. 1, 280 p.
4. Yakubov M., Yakubova S., Petrova L. *Novyy metod kontrolya vyrabotki zapasov nefti mnogoplastovykh zalezhey na osnove sopostavitel'nogo analiza dobyvaemoy produktsii* [A new method for controlling the development of oil reserves of multi-layer deposits based on a comparative analysis of the extracted products]. *Technologies of Fuel and Energy complex*, 2007, issue 1, pp. 34–39.