



РОЛЬ РЕЗЕРВУАРНОЙ ГЕОХИМИИ НЕФТИ В ПОВЫШЕНИИ РАЦИОНАЛЬНОСТИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Н.Д.Сарсенбеков*¹, Э.Н.Якупова², С.Б.Каирбеков¹, Е.Ш.Сейтхазиев¹

¹Филиал ТОО НИИ ТДБ «Казмунайгаз» «Каспиймунайгаз», Атырау, Казахстан

²ТОО НИИ ТДБ «КазМунайГаз», Астана, Казахстан

The Role of Petroleum Geochemistry in Enhancing Multizone Oil and Gas Reservoirs Development

N.D.Sarsenbekov*¹, E.N.Yakupova², S.B.Kairbekov¹, Ye.Sh.Seyithaziyev¹

¹Branch of the LLP SRI PDT «KazMunaiGaz» «Caspimunaigas», Atyrau, Kazakhstan;

²SRI PDT «KazMunaiGas» LLP, Astana, Kazakhstan

Abstract

Geochemical laboratory test on crude for Kazakhstan is an innovative technology for use in geological simulation of deposits and Field Development Analysis. The main type of geochemical research is oil fingerprinting, which is, in fact, a method that studies «fingerprints», i.e. unique for each oil sample of productive layers, blocks in the deposit. Findings of investigation are widely used in oil companies and research organizations of developed Western countries involved in the oil business. The article reviews the results of laboratory geochemical survey of oil from different pays by fingerprinting, gives examples of their effective use in geological simulation, development analysis for project decisions, and provides perspectives for further application of the fingerprinting method in solving geological and hydrodynamic problems by research organizations in the Republic Kazakhstan.

Keywords:

Geochemistry;
Fingerprinting;
Method;
Fingerprints;
Oil;
Well;
Sample;
Horizons;
Beds;
Dendrogram.

© 2018 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

На начальной стадии разработки нефтяных и газонефтяных месторождений массивных многопластовых залежей перед опытным проектантом и недропользователем стоит множество непростых задач, начиная от оконтуривания залежи отбивкой водонефтяного контакта, до выделения подсчетных и эксплуатационных объектов, для решения которых необходима корреляция продуктивных горизонтов, не говоря уже об оценке прерывистости и сообщаемости коллекторов по материалам поисково-разведочных скважин. Для решения совокупности данных задач требуются огромные капиталовложения на проведение комплекса геофизических и гидродинамических исследований, причем решение проблем вышеуказанными методами - довольно затратное и рискованное дело.

В данной статье рассматривается новый метод изучения образцов нефти не только с целью определения ее углеводородного состава, но и более детального изучения ее компонентов для получения набора данных, которые могут быть распознаны и идентифицированы для каждого типа нефти

в разрезе продуктивного резервуара. Данный вид исследования известен в области резервуарной геохимии как «фингерпринтинг нефти» и широко применяется западными нефтяными компаниями при решении задач, связанных с разведкой и разработкой залежей, в частности для определения прерывистости/связанности коллектора резервуаров, оценки их вертикальной и горизонтальной флюидосообщаемости и др. [1].

Метод фингерпринтинга на установке «LTM-GC» был разработан экспертами компании «Shell» [2-5] и применялся для анализа нефти разных стран, в т.ч. Канады, США, Кувейта, Нигерии, Норвегии, Великобритании и т.д., однако на территории стран СНГ широко не применялся. В связи с этим, метод оказался инновационным для Казахстана, когда в 2015 году была открыта геохимическая лаборатория совместными усилиями британско-голландской компании «Shell» и АО НК «КазМунайГаз» в городе Атырау (Казахстан). За последние 3 года в данной лаборатории установка «LTM-GC» использовалась для анализа более двух тысяч образцов нефти, отобранных из различных месторождений Казахстана и России («Salym Petroleum») и доказала свою эффектив-

*E-mail: Sarsenbekov.N@llpcmg.kz

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20180300363>

ность. Данный метод заключается в анализе различий флюидов по ароматическим пикам в пределах месторождения, вызванных разобщенностью резервуаров, что препятствует перемешиванию флюидов. Для корреляции нефтей продуктивных пластов использовались соотношения 12 ароматических пиков на хроматограммах «LTM» (рис.1), по которым строились так называемые «звездные» диаграммы, наглядно иллюстрирующие сходство и различия флюидов. Еще одной особенностью метода является простота выполнения исследований, выражающаяся в возможности использования даже небольшого объема жидкого углеводорода (УВ). Далее с помощью высокочувствительного газового хроматографа методом выкалывания сырого или же экстрагированного УВ получают уникальные «отпечатки» нефти определенного изучаемого участка или пласта. Эмпирически установлено, что в едином хорошо сообщающемся резервуаре «отпечатки» нефти будут близкими, практически идентичными, в то время как в тектонически или литологически разобщенных пластах они могут существенно различаться.

Экспертами «Shell» на основе сравнения «звездной» диаграммы нефти месторождения Северного моря «Айдер» («Eider») с другими соседними месторождениями, такими как «Терн» («Tern»), «Корморан» («Cormoran») и «Оттер» («Otter») было доказано, что нефти месторождения «Айдер» мигрировали из северо-восточного направления, начиная от месторождения «Оттер» [6]. Благодаря данной информации была пробурена скважина

EA10S1 в сводовой части по направлению разлома, давшая достаточно высокий приток нефти, тем самым подтверждая пути миграции УВ. Также, одним из экспертов «Shell» была выявлена проблема, связанная с целостностью скважин на основе сравнения нефти из скважин 6S1 и 6D1 в Нигерии [7]. Нефти из скважин 6S1 и 6L1 по результатам лабораторного анализа очень сходны, несмотря на то, что данные скважины эксплуатировались на совершенно разные горизонты. Оказалось, из-за коррозии эксплуатационной колонны скважины 6L1 нефть из ствола данной скважины перетекала в вышележащий горизонт, на который эксплуатировалась скважина 6S1.

Еще одним примером успешного использования фингерпринтинга было исследование Стаута (Stout) [8], который смог доказать, кто был виновным в разливе нефти на поверхности Северного моря по результатам сравнения анализов исследуемой нефти с нефтью из базы данных, «отпечатки» которой совпадали с «отпечатками» разлитой нефти. В Казахстане также были выполнены успешные геохимические исследования и получены хорошие результаты, по которым были скорректированы выявленные разломы и, кроме того, на основе в значительной степени отличающихся друг от друга «отпечатков» исследованных нефтей, была выявлена двусторонняя миграция УВ на месторождении «Кожасай» [9].

Использование результатов резервуарной геохимии не ограничено временем и стадией разработки месторождения. При создании геологиче-

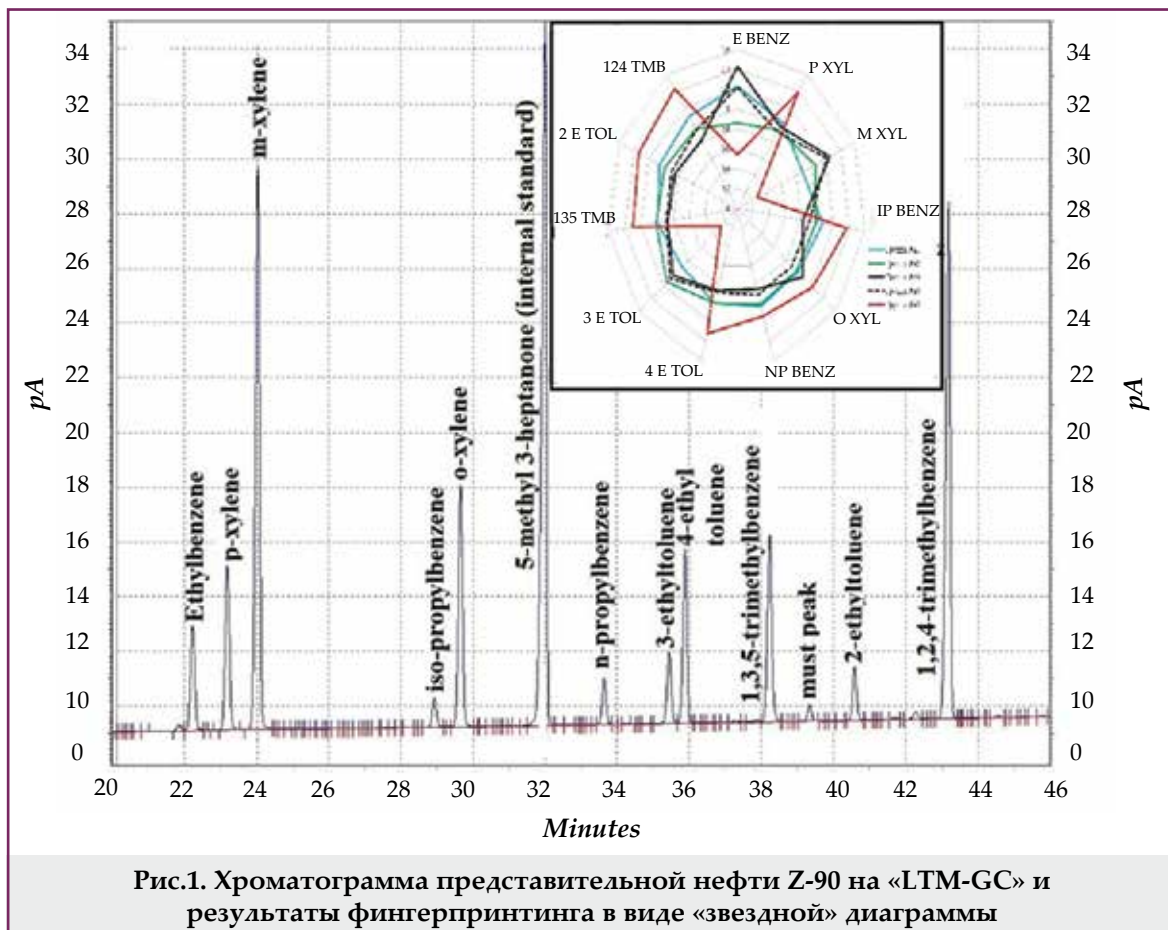


Рис.1. Хроматограмма представительной нефти Z-90 на «LTM-GC» и результаты фингерпринтинга в виде «звездной» диаграммы

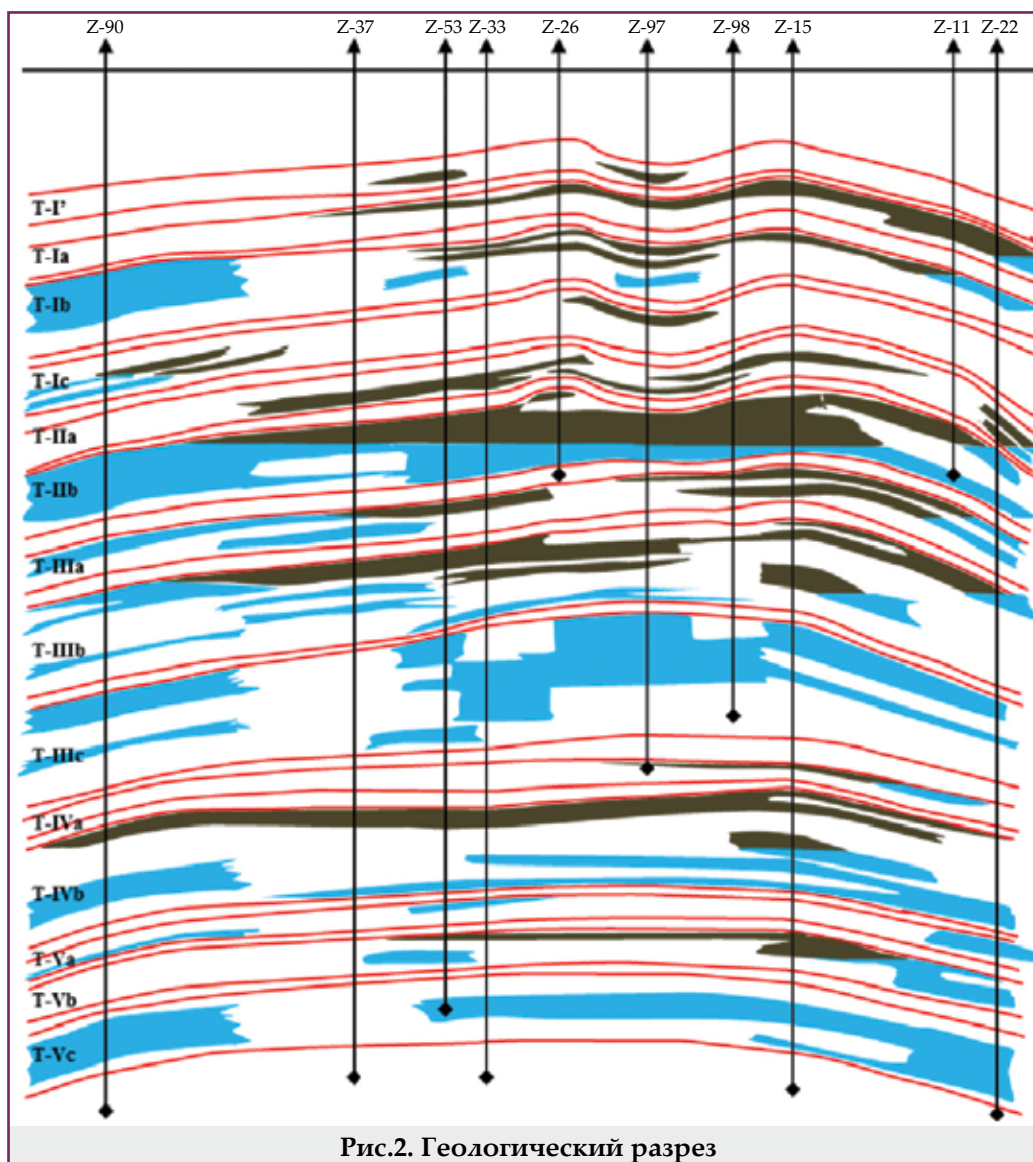


Рис.2. Геологический разрез

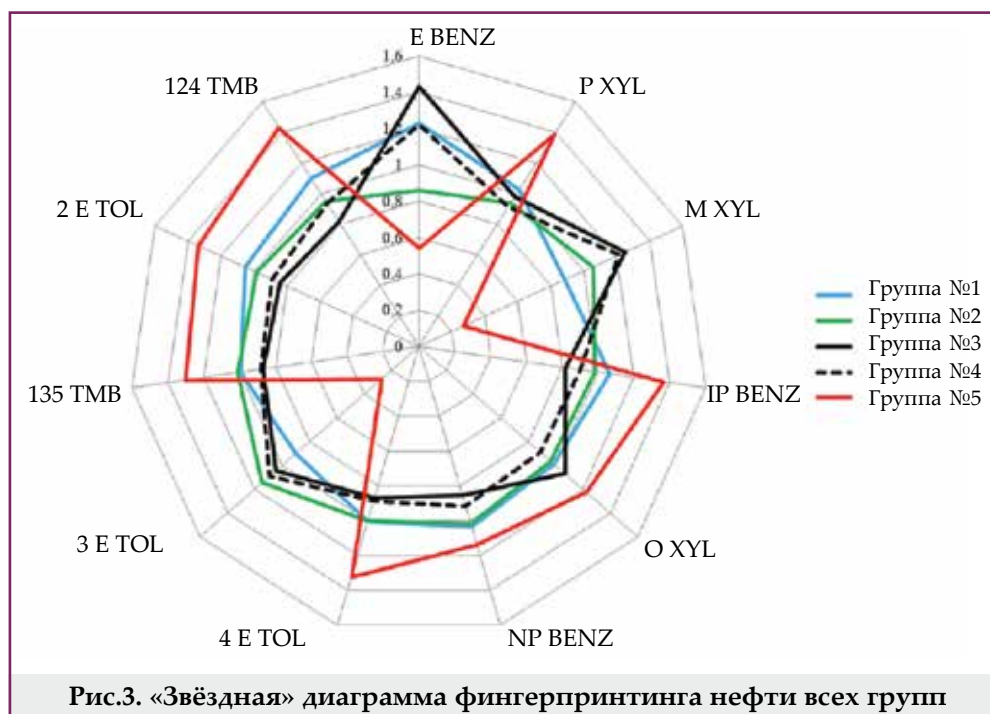
ской модели для модуля распределения фаций и оценки пропускной способности тектонических разломов результаты фингерпринтинга очень важны и полезны, а при создании цифровой гидродинамической модели важно иметь представление о степени корректности учета добычи из пластов, особенно если рассматривается многопластовая модель залежи. Более того, эта технология позволяет количественно определить объем притока из каждого отдельного пласта или резервуара, а также распределить объемы добываемой жидкости в процентном соотношении, таким образом, позволяя проверить результаты исследований с применением технологии дебитометрии (определения долей притока по интервалам). Фингерпринтинг также предполагает возможность выявления целостности скважин и наличие в них утечек (например, по причине коррозии), а также определения пропускной способности тектонических разломов.

В данной статье на примере одного нефтяного месторождения с массивно-пластовым типом залежи рассмотрены результаты резервуарной геохимии и раскрыты ее возможности, которые можно наблюдать по полученным результатам.

На рисунке 2 представлен геолого-литологический разрез рассматриваемого резервуара, в котором выделено 13 подсчетных и 5 эксплуатационных объектов. Нефти данных объектов относятся к легким и маловязким (табл.). Учитывая геологическое строение продуктивных горизонтов месторождения, по некоторым эксплуатационным объектам предусмотрена одновременно-раздельная эксплуатация скважин. Данное месторождение находится на второй стадии разработки, т.е. уровень добычи достаточно стабилен. Перед недропользователем в данный момент стоит вопрос поддержания уровня технологической добычи и реализации эффективной системы поддержания пластового давления (ППД).

Перед тем как реализовать систему ППД, предусмотренную в проектом документе, важно иметь информацию о флюидосообщаемости каждого участка с соседними, которая поможет обоснованно подобрать кандидатуры добывающих скважин для перевода под нагнетание. Однако после изучения половины фонда добывающих скважин (около 30 ед.) были выявлены интересные факты, которые могут потребовать пересмотра выделения подсчетных и эксплуатационных объектов, а также пере-

Свойства дегазированной нефти				Таблица
№№	Подсчетные объекты	Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	Динамическая вязкость при 20 °С, мПа*с	Эксплуатационные объекты
1	T-I'			
2	T-Ia	814.2	4.77	I
3	T-Ib	814.4	5.14	
4	T-Ic			
5	T-IIa	812.2	4.03	II
6	T-IIb	806.0	4.53	
7	T-IIIa	801.6	3.59	III
8	T-IIIb	803.6	3.65	
9	T-IVa	801.4	3.41	IV
10	T-IVb	801.2	3.09	
11	T-Va			
12	T-Vb	786.4	2.28	V
13	T-Vc			



оценки технического состояния эксплуатационных колонн некоторых скважин.

По результатам анализа фингерпринтинга было выделено пять групп нефти, которые были отображены по разным скважинам с интервалами перфорации, вскрывающими разные горизонты (рис.3).

Скважины первой группы (Z-11, Z-14, Z-18, Z-20, Z-22, Z-65) по интервалу перфорации относятся к первому объекту (рис.4). По «звездной» диаграмме можно видеть идентичный характер нефти всех указанных скважин.

Скважины второй группы вскрывают II и III эксплуатационные объекты, однако следует отметить, что все эти скважины эксплуатируются отдельно – либо на II, либо на III объект и только по некоторым скважинам проводится одновременно-раздельная разработка II и III объектов (рис.5). Однако эксплуатация данных скважин проводится с выходом продукции из единого отвода, поэто-

му из данных скважин были отобраны устьевые пробы смешанной нефти, т.е. полученные пробы нефти являются смесью нефтей II+III объектов. По данным «звездных» диаграмм по скважинам группы №2 можно сказать, что нефти II и III объектов практически идентичны, при этом небольшой разброс по легким фракциям УВ – этилбензолу (E BENZ) и параксилолу (P XYL) – компонентам «звездной» диаграммы свидетельствует о наличии экранирующих барьеров, т.е. имеет место вертикальная разобщенность горизонтов.

Скважины группы №3 вскрывают только интервалы IV объекта разработки и демонстрируют небольшую разбросанность по первым и четвертым параметрам «звездной» диаграммы (рис.6). Можно отметить, что нефти из скважин данной группы относятся к IV эксплуатационному объекту.

Несмотря на идентичность параметров «звездной» диаграммы нефтей группы №4, эти скважи-

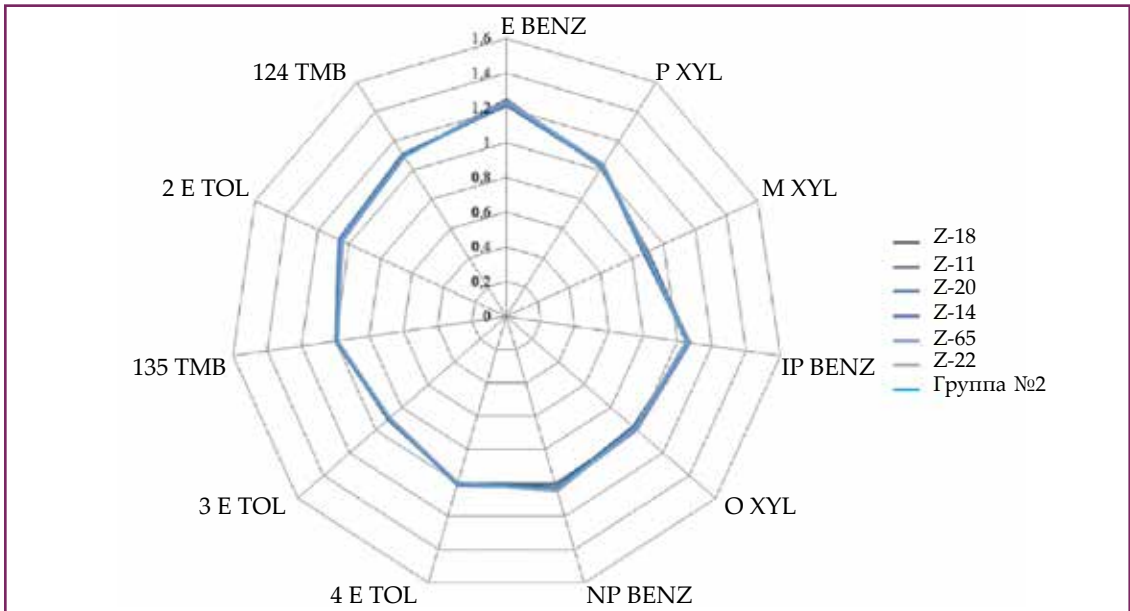


Рис.4. «Звёздная» диаграмма фингерпринтинга нефти из скважин группы №1

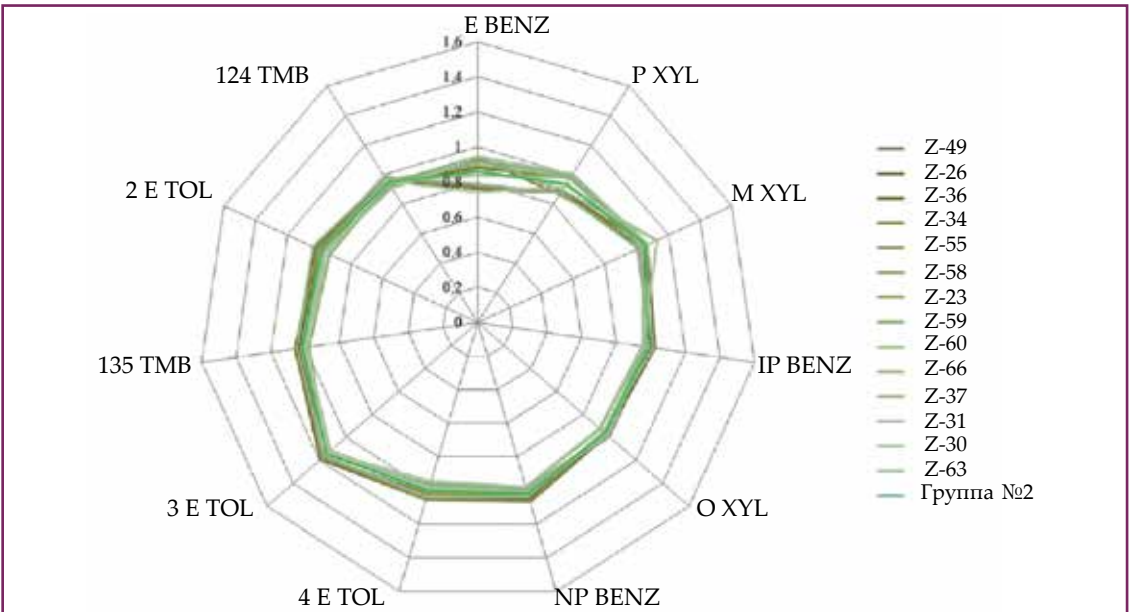


Рис.5. «Звёздная» диаграмма фингерпринтинга нефти из скважин группы №2

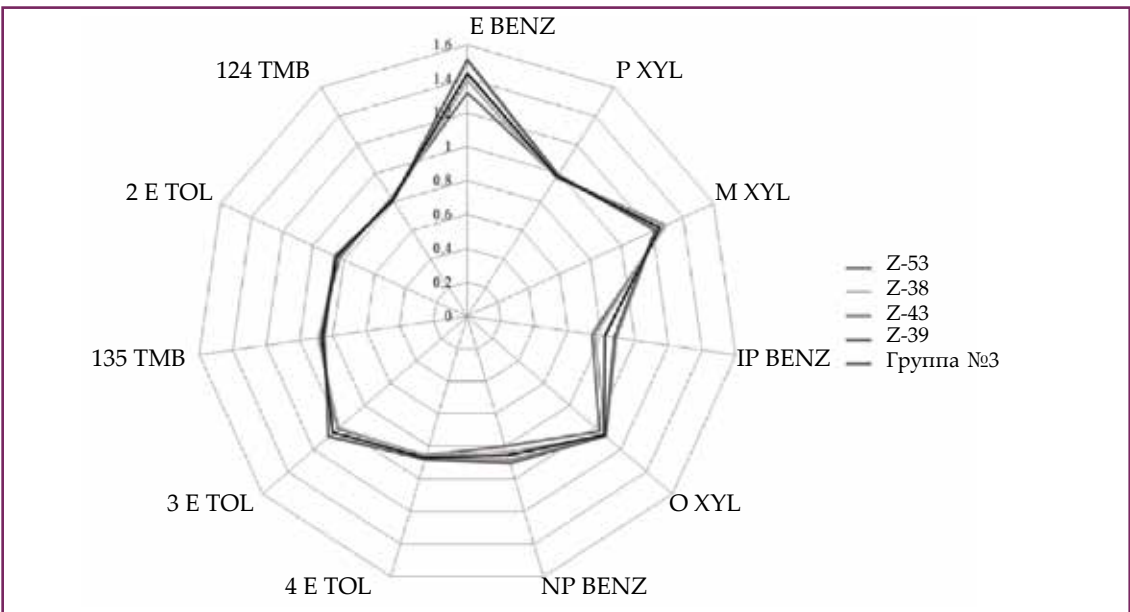
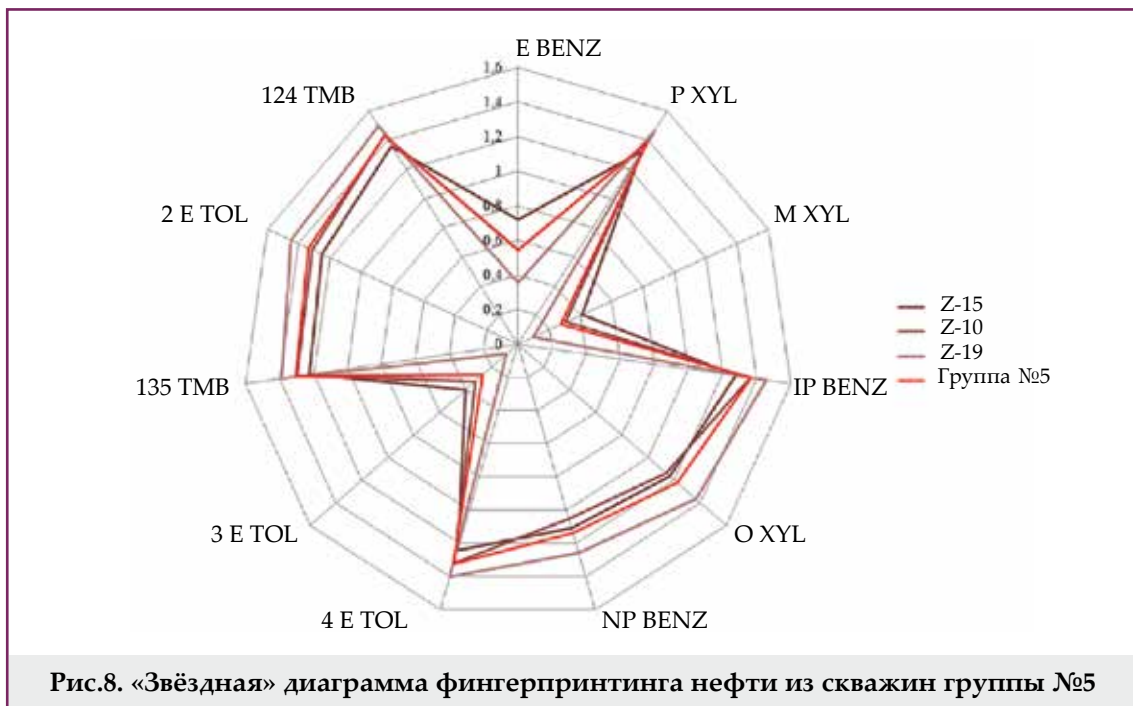
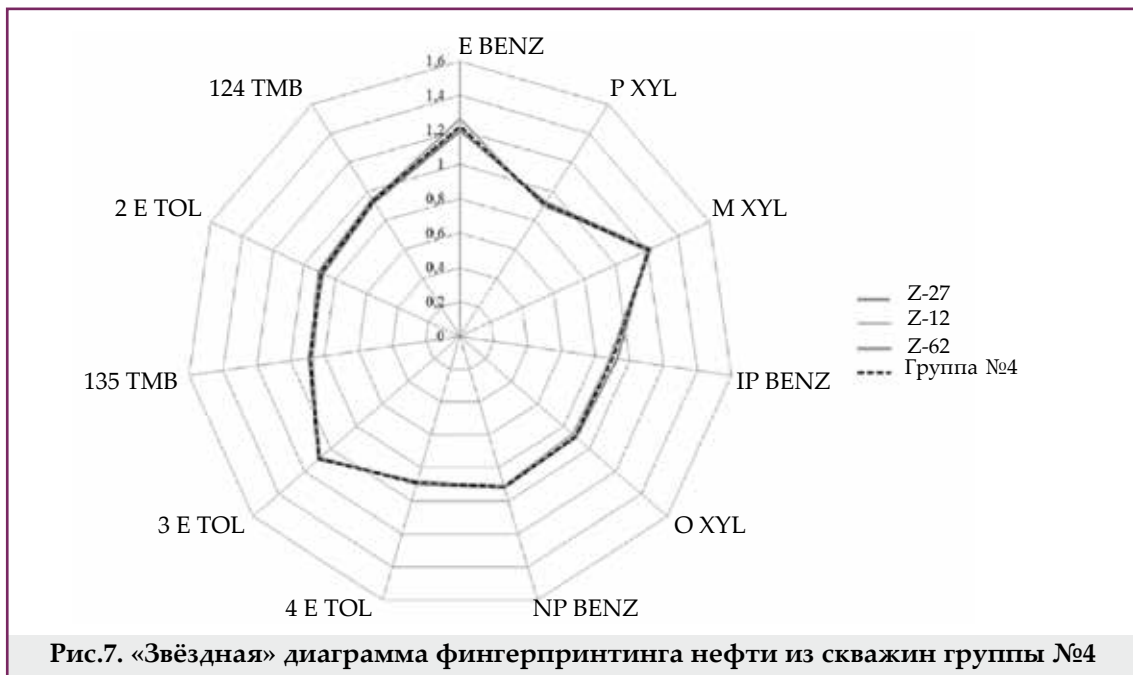


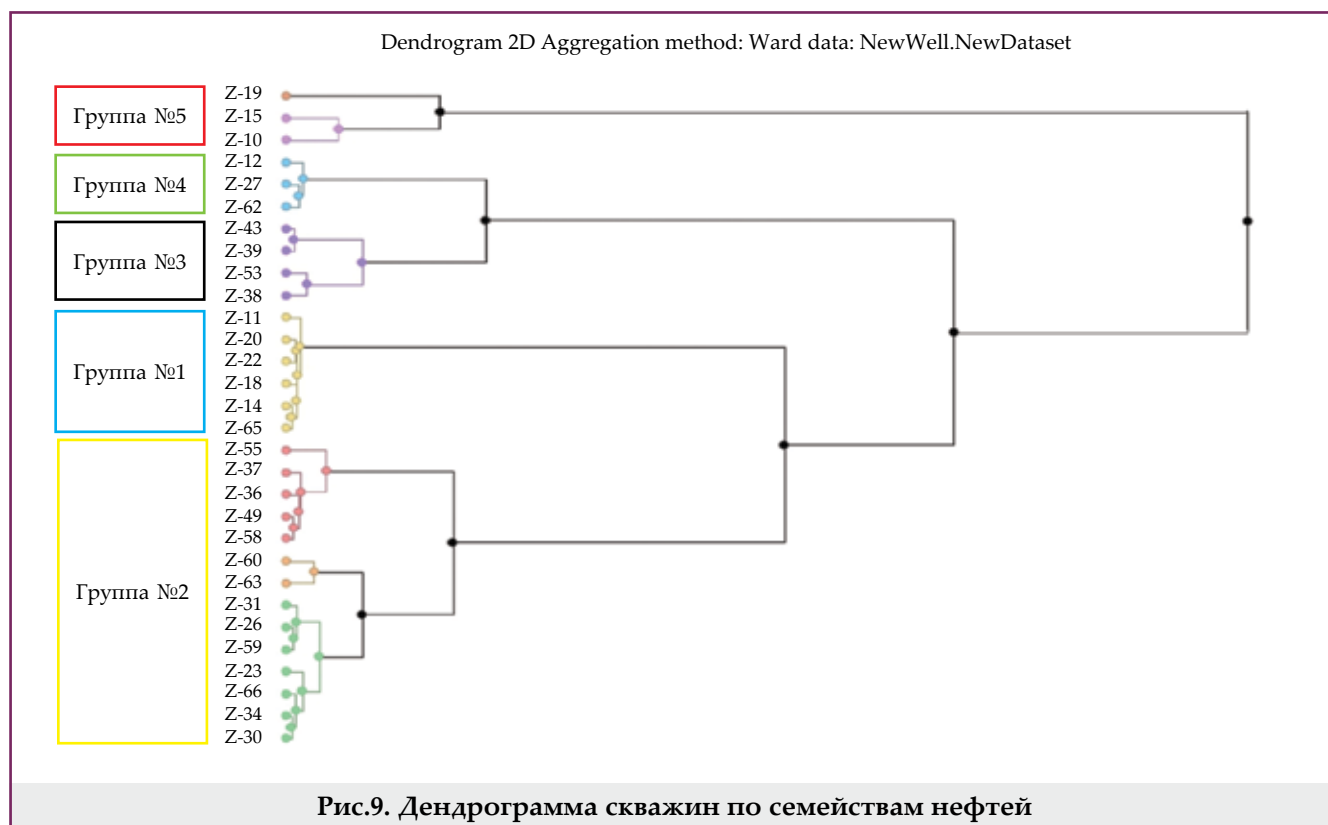
Рис.6. «Звёздная» диаграмма фингерпринтинга нефти из скважин группы №3



ны эксплуатируются на I и II эксплуатационные объекты (рис.7). Однако, сопоставление «звездных» диаграмм и рассмотрение дендрограммы, представленной на рисунке 9, свидетельствует о том, что нефти группы №4 имеют определённые сходства с нефтью нижележащего IV объекта (группа №3). То есть в данном случае можно сделать вывод о необходимости пересмотра технического состояния эксплуатационных колонн данных скважин, в связи с предполагаемым заколонным перетоком нефти из нижележащих горизонтов или плохим состоянием цементного моста.

Наиболее интересный результат был получен по группе №5 (рис.8), имеющей значительное расхождение с нефтью остальных групп. Нефти

скважин данной группы (Z-27, Z-12, Z-62) по материалам промысловых исследований должны быть идентичными с группой скважин №1, т.к. они по интервалам вскрытия перфорацией относятся к I объекту (горизонты Т-Ia и Т-Ib), однако по данным рассматриваемого исследования это не так. Такая аномалия, в данном случае, может быть объяснена только иным типом осадконакопления в верхних отложениях горизонта Т-I, что дает «пищу для размышления» геологам и геофизикам. В случае подтверждения данного предположения придется пересмотреть геологическую структуру месторождения, выделить подсчетных, эксплуатационных объектов и проектные решения по данному горизонту.



Построенная дендрограмма скважин по семействам нефтей показывает, что группа скважин №5 имеет значительные расхождения со свойствами остальных групп и требует учета при выделении подсчетных и эксплуатационных объектов после подтверждения сейсмическими данными (рис.9). По группам скважин №3 и №4, как было указано выше, дендрограмма показывает сходство, что позволяет отнести их к одной группе нефти. Данная дендрограмма служит хорошим инструментом по выбору кандидата из числа добывающих скважин к переводу под нагнетание. На ее примере можно рекомендовать перевести под нагнетание скважину Z-66, хорошо коррелируемую со скважинами Z-34, Z-30, Z-23 и скважину Z-36, коррелируемую со скважинами Z-49, Z-58, Z-37.

Таким образом, перед решением основной задачи резервуарной геохимии – выбором кандидатов добывающих скважин для перевода под нагнетание, в результате выполненных экспериментов выявлена необходимость решения дополнительных задач и проведения соответствующих неотложных мероприятий.

При этом следует подчеркнуть, что эффективное использование резервуарной геохимии в практических целях возможно только в комплексе с другими видами исследований, для объективного обоснования полученных выводов и последующих решений [1].

Как было указано выше, мониторинг фингерпринтинга нефти на следующей стадии промышленной разработки будет считаться эффективным и недорогостоящим методом получения

ценной информации по определению работающего пласта при одновременно-раздельной разработке нескольких продуктивных пластов с единым отводом на устье и даже их совместной разработке, а также оценке технического состояния эксплуатационных колонн. С помощью распознавания целевых УВ в нефти можно коррелировать продуктивные пласты не только по пробам нефти, отбираемым при испытании обсаженных и не обсаженных колонн, но и по пробам экстрагированных образцов, получаемых из шлама/керн при бурении скважин. Таким образом, можно получить отпечатки нефти по каждому продуктивному пласту при промышленной разработке месторождения, когда отдельное испытание продуктивных интервалов при наличии многопластовых залежей практически не выполняется. После получения идентифицированных отпечатков нефти по продуктивным пластам можно распределить объем добываемой продукции в случае одновременно-раздельной добычи с единым отводом на устье, при совместной разработке нескольких горизонтов единым фильтром, или при наличии заколонных перетоков и вести правильный учет добычи углеводородов.

Результаты определения доли добычи нефти из каждого горизонта с помощью фингерпринтинга смеси продукции разных горизонтов в случае их совместной разработки приведены на рисунках 10 и 11. При необходимости возможно даже разделить добычу из трех продуктивных разобщенных друг от друга пластов, разрабатываемых совместно [10].

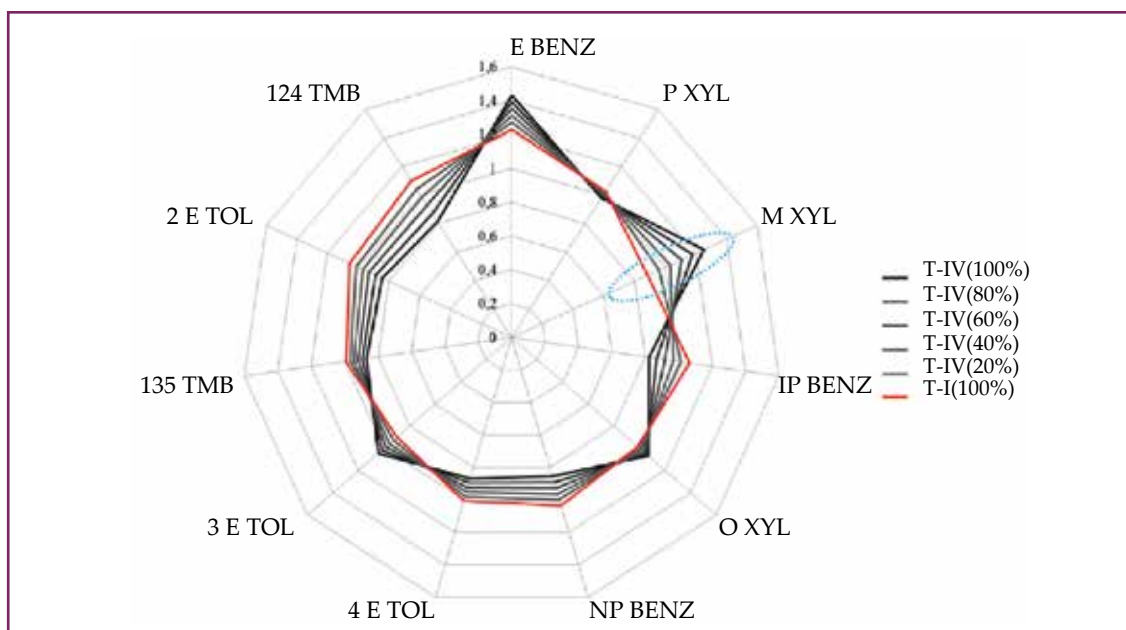


Рис.10. «Звёздная» диаграмма фингерпринтинга при смешивании нефти двух разных групп

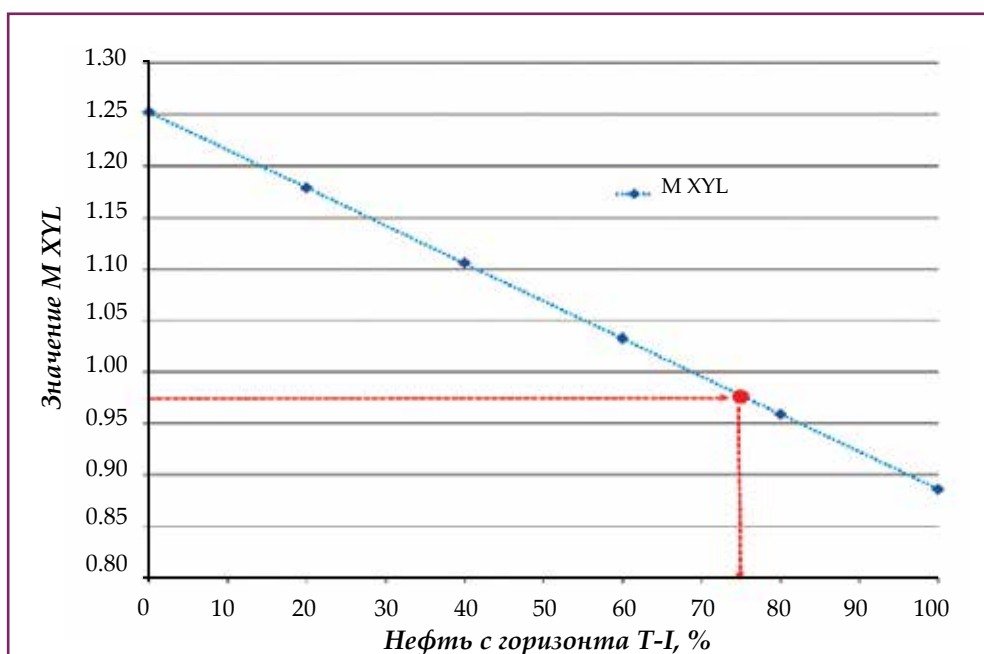


Рис.11. Определение доли одной группы нефти

Выводы

Перспективность метода фингерпринтинга нефти трудно переоценить. Сравнительно низкая затратность при высокой окупаемости делает данный метод высокоэффективной технологией для применения при построении качественной геологической и гидродинамической модели с использованием ее результатов для обоснованного анализа и повышения эффективности разработки месторождений УВ.

Данный метод только начинает применяться на территории Казахстана и является инновационным для нашего региона. Важная роль, выполняемая резервуарной геохимией нефти внесёт свой весомый вклад в повышение рациональности систем разработки месторождений Казахстана.

Литература

1. М.В.Дахнова, Е.С.Назарова, В.С.Славкин и др. Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежи нефти в Баженовской свите на западе Широкого приобья //Геология нефти и газа. –2007. -№6. –С. 39-43.
2. J.M.Freelin, T.Kubicek, E.W.Tegelaar. Low thermal mass multi-dimensional gas chromatography (LTM-MDGC) 2.0 Manual for KMG Geochemistry Laboratory Atyrau, 2014. SR15.12068. Restricted version of manual, Shell Global solutions International BV, The Hague, The Netherlands.
3. И.Н.Плотникова, С.Б.Остроухов, А.А.Лаптев и др. Миграционный аспект формирования нефтеносности доманика Татарстана //Георесурсы. -2017. -Т.19. -№4. –С. 348-355.
4. Y.Seitkhaziyev. Use of GCMSMS for obtaining geochemical biomarker information from crude oils compared with conventional GCMS methodology. UK: Newcastle University, 2012.
5. R.J.Hwang, D.K.Baskin, S.C.Teerman. Allocation of commingled pipeline oils to field production //Organic Geochemistry. –2000. –Vol. 31. –P. 1463-1474.
6. H.H.Ganz, M.Hempton, W.Knowles, et al. Integrated reservoir geochemistry: finding oil by reconstructing migration pathways and paleo oil-water-contacts // Paper SPE 56896. Society of Petroleum Engineers, Aberdeen, Scotland 7-9 September 1999.
7. G.Herwig, S.Olukayode, O.Vincento, et al. Geochemistry in exploration and production: integrated hydrocarbon system analysis and reservoir. Geochemistry in Nigeria //Presented at the Joint 61st ICCP/26th TSOP meeting: Advances in Organic Petrology and Organic Geochemistry. The Society for Organic Petrology, 2011. –P.15-18 .
8. S.A.Stout, A.D.Uhler, P.D.Boehm. Recognition of and allocation among multiple sources of PAH in Urban sediments //Environmental Claims. –2001. –Vol. 13. -Issue 4. –P. 141-158.
9. «Отчет по геохимическому исследованию нефти и воды месторождения Кожасай». Атырау: ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз», 2017.
10. M.A.Mccaffrey, D.K.Baskin, B.A.Patterson. Oil fingerprinting dramatically reduces production allocation costs //World Oil. –2012. -№ 3. –P.55-59.

References

1. M.V.Dakhnova, E.S.Nasarova, V.S.Slavkin, et al. Geochemical methods for solving tasks as concern oil pools development in Bashenov suite in the west of Latitudinal Priobie //Oil and Gas Geology. –2007. –No. 6. –P. 39-43.
2. J.M.Freelin, T.Kubicek, E.W.Tegelaar. Low thermal mass multi-dimensional gas chromatography (LTM-MDGC) 2.0 Manual for KMG Geochemistry Laboratory Atyrau, 2014. SR15.12068. Restricted version of manual, Shell Global solutions International BV, The Hague, The Netherlands.
3. I.N.Plotnikova, S.B.Ostroukhov, A.A.Laptev, et al. Migration aspect in the oil-bearing capacity of the domanic formation in Tatarstan //Georesources. -2017. -Vol. 19. -No. 4. -P. 348-355.
4. Y.Seitkhaziyev. Use of GCMSMS for obtaining geochemical biomarker information from crude oils compared with conventional GCMS methodology. UK: Newcastle University, 2012.
5. R.J.Hwang, D.K.Baskin, S.C.Teerman. Allocation of commingled pipeline oils to field production //Organic Geochemistry. – 2000. – Vol. 31. – P. 1463-1474.
6. H.H.Ganz, M.Hempton, W.Knowles, et al. Integrated reservoir geochemistry: finding oil by reconstructing migration pathways and paleo oil-water-contacts // Paper SPE 56896. Society of Petroleum Engineers, Aberdeen, Scotland 7-9 September 1999.
7. G.Herwig, S.Olukayode, O.Vincento, et al. Geochemistry in exploration and production: integrated hydrocarbon system analysis and reservoir. Geochemistry in Nigeria //Presented at the Joint 61st ICCP/26th TSOP meeting: Advances in Organic Petrology and Organic Geochemistry. The Society for Organic Petrology, 2011. –P.15-18.
8. S.A.Stout, A.D.Uhler, P.D.Boehm. Recognition of and allocation among multiple sources of PAH in Urban sediments //Environmental Claims. –2001. –Vol. 13. -Issue 4. –P. 141-158.
9. «Otčet po geohimičeskomu issledovaniû nefti i vody mestoroždeniâ Kožasaj». Atyrau: TOO «NII «Kaspijmunajgaz», 2017.
10. M.A.Mccaffrey, D.K.Baskin, B.A.Patterson. Oil fingerprinting dramatically reduces production allocation costs //World Oil. –2012. -№ 3. –P.55-59.

Роль резервуарной геохимии нефти в повышении рациональности системы разработки многопластовых залежей нефтяных и газонефтяных месторождений

Н.Д.Сарсенбеков¹, Э.Н.Якупова², С.Б.Каирбеков¹, Е.Ш.Сейтхазиев¹

¹Филиал ТОО НИИ ТДБ «Казмунайгаз»

«Каспиймунайгаз», Атырау, Казахстан;

²ТОО НИИ ТДБ «КазМунайГаз», Астана, Казахстан

Реферат

Геохимические лабораторные исследования нефти для Казахстана являются инновационной технологией для использования при создании геологической модели залежей и анализе разработки месторождений углеводородов. Основным видом геохимических исследований является так называемый «фингерпринтинг» нефти, являющийся, по сути, методом, изучающим «отпечатки пальцев», т.е. уникальные для каждой пробы нефти продуктивных пластов, блоков в залежи. Результаты данных исследований широко используются в нефтяных компаниях и научно-исследовательских организациях развитых западных стран, занимающихся нефтяным бизнесом. В статье рассматриваются результаты лабораторных геохимических исследований нефти разных продуктивных залежей методом фингерпринтинга, даются примеры их эффективного использования при построении геологической модели, для анализа разработки при принятии проектных решений, а также приводятся перспективы дальнейшего применения метода фингерпринтинга при решении геологических и гидродинамических задач исследовательскими организациями в Республике Казахстан.

Ключевые слова: геохимия; фингерпринтинг; метод; отпечатки; нефть; скважина; проба; горизонты; пласты; дендрограмма.

Çoxlaylı neft və neft-qaz yataqlarının işlənmə sisteminin səmərəliliyinin artırılmasında rezervuar neft geokimyasının rolu

N.D.Sarsenbekov¹, E.N.Yakupova², S.B.Kairbekov¹, Y.Ş.Seytxaziev¹

¹«Qazmunayqaz» HQT ETİ MMC-nin

«Kaspiymunayqaz» filialı, Atırau, Qazaxıstan;

²«Kazmunayqaz» hasilat və qazma texnologiyaları
ETİ MMC, Astana, Qazaxıstan

Xülasə

Qazaxıstan üçün neftin geokimyəvi laboratoriya tədqiqatları yataqların geoloji modelinin yaradılması və karbohidrogen yataqlarının işlənməsinin təhlili zamanı innovasiya texnologiyası sayılır. Geokimyəvi tədqiqatların əsas növü faktiki olaraq «barmaq izlərini» öyrənən, yəni mədəndə məhsuldar layların, blokların neftinin hər nümunəsi üçün unikal olan neftin «finqerprintinqi» adlandırılan üsuldur. Bu tədqiqatların nəticələri neft biznesiylə məşğul olan inkişaf etmiş qərb ölkələrinin neft şirkətlərində və elmi-tədqiqat təşkilatlarında geniş istifadə olunur. Məqalədə finqerprintinq üsulu ilə müxtəlif məhsuldar layların neftinin geokimyəvi laboratoriya tədqiqatlarının nəticələrinə baxılır, geoloji modelin qurulması zamanı, layihə həllərinin qəbulu zamanı işləmənin təhlili üçün onların səmərəli istifadəsi nümunələri verilir, həmçinin Qazaxıstan Respublikasında tədqiqat təşkilatları tərəfindən geoloji və hidrodinamiki məsələlərin həlli vaxtı finqerprintinq üsulunun sonrakı tətbiqinin perspektivləri göstərilir.

Açar sözlər: geokimya; finqerprintinq; üsul; izlər; neft; quyu; nümunə; horizontlar; laylar; dendroqramma.