

УДК 550.84

Н.О. Крюченко, д-р геол. наук, ст. науч. сотр.,
Э.Я. Жовинский, член-кор. НАН Украины,
 д-р геол. - мин. наук, профессор,
М.В. Кухар, мл. науч. сотр.,
К.Э. Дмитренко, мл. науч. сотр.
 (ИГМР НАН Украины)

ГАЛОГЕНЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РАЙОНОВ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Н.О. Крюченко, д-р геол. наук, ст. научн. сотр.,
Е.Я. Жовинський, член.- кор. НАН України,
 д-р геол. – мін. наук, професор,
М.В. Кухар, мол. наук. співр.,
К.Е. Дмитренко, мол. наук. співр.
 (ІГМР НАН України)

ГАЛОГЕНИ ПІДЗЕМНИХ ВОД НАФТОГАЗОНОСНИХ РАЙОНІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

N.O. Kryuchenko, D.Sc. (Geol.), Senior Researcher,
E.Ya. Zhovinsky, Cor. Member NASU,
 D.Sc. (Geol.-Min.), Professor,
M.V. Kuhar, M.S. (Tech.),
K.E. Dmytrenko, M.S. (Tech.)
 (IGMOF NASU)

GROUNDWATER HALOGENS IN THE OIL- AND GAS-CONTAINED REGIONS OF THE DNIEPER- DONETS DEPRESSION

Аннотация. Целью исследования было установление геохимических закономерностей изменения химического состава нефтегазоносных вод Днепровско-Донецкой впадины и особенности распределения в них галогенов. При изучении химического состава вод были использованы методы химического, потенциометрического анализа, атомной абсорбции; интерпретация результатов проведена с помощью базовых программ статистического анализа. Результаты исследований показывают, что нефтяные воды и воды газоконденсатных месторождений Талалаевско-Рыбальского и Глинско-Солоховского нефтегазоносных районов являются крепкорассольными (минерализация выше 150 г/дм³). В северо-западной части территории (Великобубновское и Талалаевское месторождения) в водах отмечены высокие средние содержания хлора и брома (160 г/дм³ и 0,18 г/дм³ соответственно); в юго-восточной части (Опишмянское месторождение) – высокие средние содержания йода (0,018 г/дм³), превышающие содержание в 2–3 раза в других месторождениях объясняются наличием тектонических нарушений. Так как в водах всех нефтегазоносных месторождений установлена прямая корреляционная связь между минерализацией, содержанием хлора, брома и йода, можно сделать вывод о целесообразности учитывать галогенную составляющую для выявления площадей нефтегазоносности. Дальнейшее изучение закономерностей распределения галогенов в подземных водах нефтегазоносных месторождений позволит усовершенствовать гидрогеохимические методы их поисков.

© Н.О. Крюченко, Э.Я. Жовинский, М.В. Кухар, К.Э. Дмитренко, 2013

Ключевые слова: галогены, нефтяные воды, нефтегазоносные месторождения

Вступление. В настоящее время при оценке перспектив нефтегазоносности наряду с традиционными геолого-геофизическими методами широкое распространение получают геохимические методы поисков месторождений нефти и газа.

В этом плане особое значение приобретает изучение химического состава нефтяных вод, как основы для разработки гидрогеохимических критериев выявления новых нефтяных площадей.

До сих пор мало внимания уделялось изучению закономерностей распределения галогенов в нефтяных водах и их роли как геохимических индикаторов при определении нефтегазоносности пласта.

Эти вопросы рассмотрены в данной статье на примере изучения нефтяных вод ряда газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ).

Цель работы. Установление геохимических закономерностей изменения химического состава нефтегазоносных вод и особенности распределения в них галогенов.

История изучения. Прежде всего, необходимо отметить, что большинство исследователей особенности химического состава подземных вод нефтегазоносных провинций связывают с происхождением нефти и газа.

При анализе материалов [1, 2], относительно формирования нефти и газа в ДДВ существует несколько теорий. Р.М. Новоселецкий и Л.П. Швай (1977) объясняют распределение нефтяных и газовых месторождений дифференциальным улавливанием углеводородов в последовательной цепи ловушек за счет дальней боковой миграции с юго-востока на северо-запад.

Многие исследователи отводят основную роль при формировании месторождений нефти и газа во впадине вертикальной миграции углеводородов, увязывая ее с вопросами о влиянии разломной тектоники на размещение нефтегазовых скоплений (Г.Н. Доленко, С.А. Варичев, В.В. Кравец (1990) и другие).

Также существует третья группа исследователей, считающих, что приуроченность месторождений нефти и газа к разломам не является универсальной, а носит опосредствованный характер. Эти заключения основываются на статистических данных, показывающих отсутствие значимой связи между глубинными разломами и распределением продуктивных и непродуктивных структур. По их мнению, являясь путями миграции углеводородов разломы и разрывы, в то же время, не проявляют генетической связи со скоплениями углеводородов (В.В. Глушко, Е.К. Гончаров, Б.П. Кабышев (1992) и другие).

При исследовании истории изучения химического состава вод и нефтегазоносности хочется отметить, что в 1882–1883 годах А.Д. Потылицыным было установлено, что бессульфатность является характерной особенностью вод, связанных с нефтью, затем В.А. Сулиным (1946, 1948) были выделены прямые и косвенные гидрохимические показатели нефтегазоносности. К прямым показателям он относил нафтеновые кислоты и йод, а к косвенным - типы вод (хло-

ридная группа), их химический состав (хлориды щелочных земель, бессульфатность и др.), содержание в водах ряда микрокомпонентов (брома, бария, стронция, фтора, радия и др.). Он установил, что жесткие хлор-кальциевые воды понижают растворимость нефтяных компонентов в воде, а мягкие гидрокарбонатно-натриевые, наоборот, увеличивают ее. С этого момента геологи-нефтяники стали уделять особое внимание химическому составу вод.

Многие исследователи начали признавать важность гидрогеохимических методов при поисках нефти. М.Е. Альтовский, М.С. Гуревич (1958, 1962) отмечали, что все рассеянные компоненты нефти имеются в глубоких водах почти повсеместно, а концентрируются в нефтяных ловушках, попадая в них путем миграции из областей питания подземных вод.

М.А. Гатальский (1954) считал, что гидрогеологический метод в широком смысле этого слова включает в себя изучение солевого, газового и микробиологического состава подземных вод.

И.Б. Фейгельсон (1962) отмечал необходимость комплексного использования гидрогеологических и гидрогеохимических нефтепоисковых признаков, причем в первую очередь необходимо решать гидрогеологические проблемы, так как именно они определяют условия формирования, сохранения или разрушения нефтяных и газовых залежей.

Результаты и обсуждение. На территории ДДВ открыто 180 месторождений нефти и газа. В стратиграфическом разрезе ДДВ выделяется восемь производительных комплексов – мезозойский, нижнепермско-верхнекаменноугольный, среднекаменноугольный, серпуховский, верхневизейский, турнейско-нижневизейский, девонский и докембрийский [1]. При этом серпуховский, верхневизейский и турнейско-нижневизейский комплексы, характеризующиеся сходными условиями нефтегазоносности, рассматривают как нижнекаменноугольный мегакомплекс.

В статье приведены результаты исследований закономерностей распределения галогенов в нефтяных водах нижнекаменноугольного мегакомплекса. При изучении химического состава вод были использованы методы химического, потенциометрического анализа, атомной абсорбции; интерпретация результатов проведена с помощью базовых программ статистического анализа.

Рассмотрены месторождения, которые расположены в двух нефтегазоносных районах – Талалаевско-Рыбальском и Глинско-Солоховском. К первому отнесены месторождения – Великобубновское нефтегазоконденсатное и газоконденсатные – Талалаевское и Ярмолинцевское, к второму – нефтегазоконденсатные – Яблунинское и Опишнянское (рис. 1).

Необходимо отметить, что на всех месторождениях скопления углеводородов и газов связаны с пластовыми, массивно-пластовыми, сводчатыми, тектонически экранированными и частично литологически ограниченными ловушками.

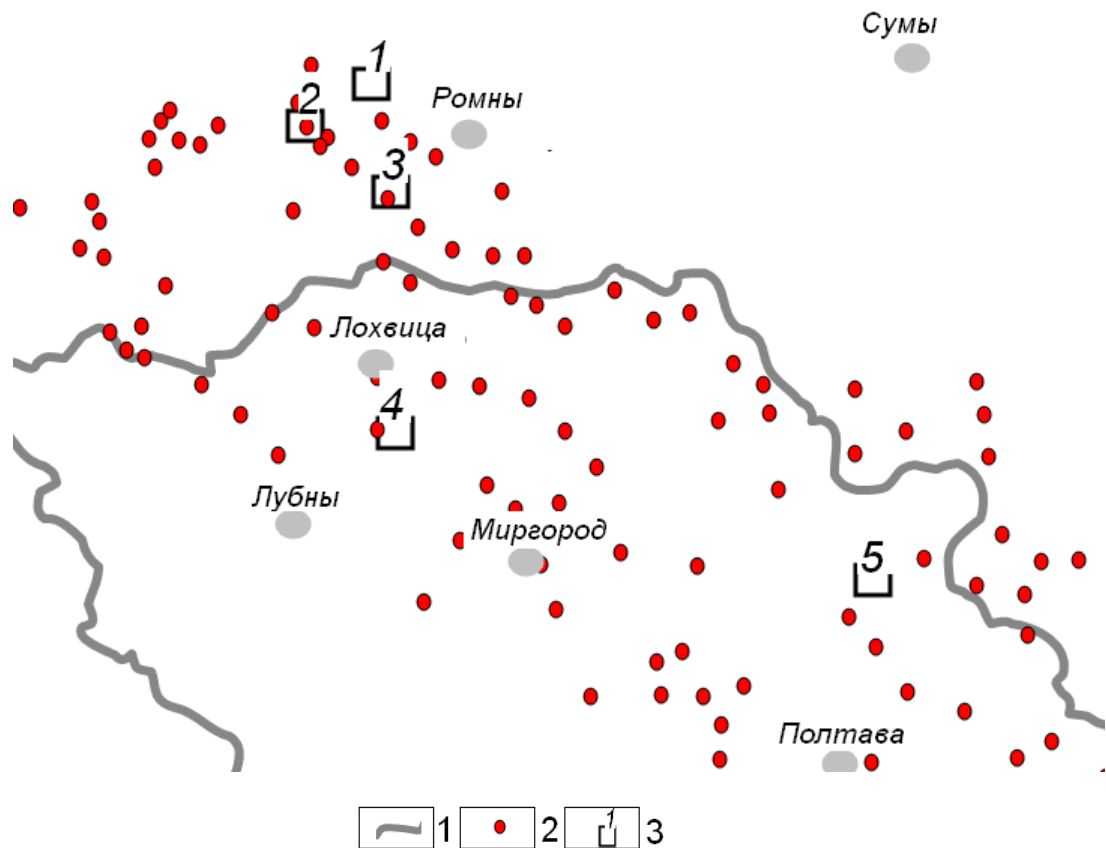


Рисунок 1—Схема размещения нефтегазоносных месторождений территории ДДВ:
 1—границы областей, 2—нефтегазоносные месторождения, 3—исследуемые месторождения и их номера: 1—Великобубновское нефтегазоконденсатное, 2—Талалаевское газоконденсатное, 3—Ярмолинцевское газоконденсатное, 4—Яблунивское нефтегазоконденсатное, 5—Опишнянское нефтегазоконденсатное

Так как химический состав подземных вод определяется, в значительной степени, особенностями миграции ряда химических элементов из нефтяных пластов, необходимо отметить, что по химическому составу нефть представляет собой сложную смесь органических соединений, преимущественно углеводородов, кислорода, азота, серы и других элементов. Менее всего колеблется элементный состав, %: С – 82,5—87; Н – 11,5—14,; О – 0,05–0,35; S – 0,001–5,3; N – 0,001–1,8 [3]. В незначительных количествах в нефти содержатся - хлор, йод, бром, вольфрам, никель, железо, натрий, калий, медь, всего свыше 20 элементов. Углерод и водород присутствуют в виде углеводородов, кислород и азот — в виде разнообразных соединений, сера — как в свободном, так и в связанном состоянии. По содержанию серы нефть в Европе подразделяют на малосернистую (до 0,5%), сернистую (0,51—2%) и высокосернистую (более 2%). Согласно такого разделения, Великобубновское и Опишнянское месторождения относятся к малосернистым, а Яблунивское – к сернистым и высокосернистым. Характеристика этих месторождений приведена в табл. 1.

Таблица 1 – Характеристика некоторых месторождений нефти и газа Талалаевско-Рыбальского и Глинско-Солоховского нефтегазоносных районов

| № на схеме (рис. 1) | Местонахождение | Структурная характеристика | Характеристика нефтегазоносности |
|--|---|--|--|
| <i>Талалаевско-Рыбальский нефтегазоносный район</i> | | | |
| Великобубнивское нефтегазоконденсатное месторождение | | | |
| 1 | Сумская обл., 20 км от г. Ромны | Великобубнивский структурный вал в пределах северной прибортовой зоны ДДВ. Вытянутая с запада на восток антиклиналь с тремя сводами. | Газовые залежи нижнего карбона в интервале 2986-2994 м. Плотность дегазированной нефти 790-848 кг/м ³ . Содержание серы 0,029-0,24 масс. %. |
| Талалаевское газоконденсатное месторождение | | | |
| 2 | Черниговская обл., 4 км от пгт Талалаевка | Талалаевский выступ фундамента в северной прибортовой зоне ДДВ. Брахиантиклиналь юго-западного простирания. | Газовые залежи в интервале 3482-3492 и 3507-3522 м. Содержание серы в конденсате 0,05-0,17 масс. %. |
| Ярмолинцевское газоконденсатное месторождение | | | |
| 3 | Сумская обл., 15 км от г. Ромны | В приосевой зоне западной части ДДВ, в пределах Артюховско-Анастасивского вала. Брахиантиклиналь (южный блок). | Газовые залежи в интервале 3482-3492, 3507-3522 м и 4636-4693 м. Содержание серы в конденсате 0,05-0,17 масс. %. |
| <i>Глинско-Солоховский газонефтеносный район</i> | | | |
| Яблунинское нефтегазоконденсатное месторождение | | | |
| 4 | Полтавская обл., 17 км от г. Лохвица | Северо - западная часть приосевой зоны ДДВ в пределах южного склона Ждановской депрессии. Брахиантиклиналь северо-западного простирания, осложненная сбросами. | Газовые залежи в интервале 5011-5101 м. Плотность дегазированной нефти 826-967 кг/м ³ . Содержание серы в нефти 0,14-2,45 масс. %. |
| Опишнянское нефтегазоконденсатное месторождение | | | |
| 5 | Полтавская обл., 36 км от г. Зеньков | Центральной часть ДДВ. Брахиантиклиналь с соляным ядром северо-западного простирания Система продольных и поперечных сбросов, структура разграничена на тектонические блоки. | Газовые залежи в интервале 3695-3710 м. Плотность дегазированной нефти 872 кг/м ³ . Содержание серы в нефти 0,067 масс. %. |

Что касается газовых конденсатов, то в зависимости от содержания серы, они делятся на три класса (массовая доля серы), %: малосернистые или бессернистые – менее 0,05; сернистые – 0,051–0,8; высокосернистые – более 0,8 [4]. Исходя из этого, Талалаевское и Ярмолинское месторождения относятся к сернистым.

Когда мы говорим о водах нефтяных месторождений, то понимаем подземные воды, сопровождающие нефть в продуктивных горизонтах. Это непосредственно воды, контактирующие с залежами нефти (краевые, подошвенные), часто имеющие специфические черты: повышенную минерализацию, газонасыщенность, содержание гомологов метана и бензола, аммония и некоторых

металлов. По ионному составу воды, в основном хлоридно-натриевые, мало-сульфатные; по степени минерализации — солёные и рассольные; по газовому составу — метановые. Особый интерес представляет изучение в нефтяных водах галогенов (хлора, брома и йода), так как, по мнению ряда исследователей, они могут стать косвенным признаком нефтегазоносности. Формирование бромных и йодо-бромных вод происходит в зоне замедленного водообмена за счет выщелачивания морских осадочных отложений, при разгрузке глубинных вод по ослабленным зонам тектонических нарушений. По химическому составу они преимущественно хлоридные натриевые с минерализацией, превышающей 30 г/дм³ и более.

Прежде всего, необходимо было установить, существует ли корреляционная связь между содержанием хлора и минерализацией воды. Хлор — один из наиболее распространенных элементов, входящих в состав пластовых вод нефтегазовых месторождений. Минерализация вод колеблется в очень широких пределах, поэтому она служит одним из основных коррелятивных показателей при изучении геологического строения нефтяных залежей, так как этот показатель растет с глубиной залегания продуктивных горизонтов, из которых извлекается нефть.

Результаты исследований позволили установить высокую степень корреляции (на уровне 99 %) между содержанием хлора и общей минерализацией (рис. 2). Для всех рассматриваемых месторождений характерно увеличение содержания хлора и общей минерализации.

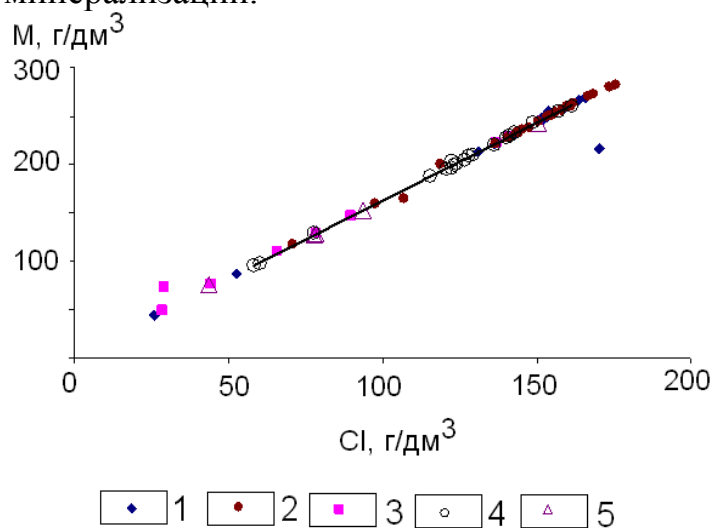


Рисунок 2—Зависимость между содержанием хлора и минерализацией (М) в водах месторождений. Точки распределения содержаний в месторождениях: 1-Великобубновское, 2-Талалаевское, 3-Ярмолинцевское, 4-Яблунинское, 5-Опишнянское

Статистические характеристики распределения хлора, йода и минерализации в водах нефтяных и газоконденсатных месторождений приведены на рис. 3.

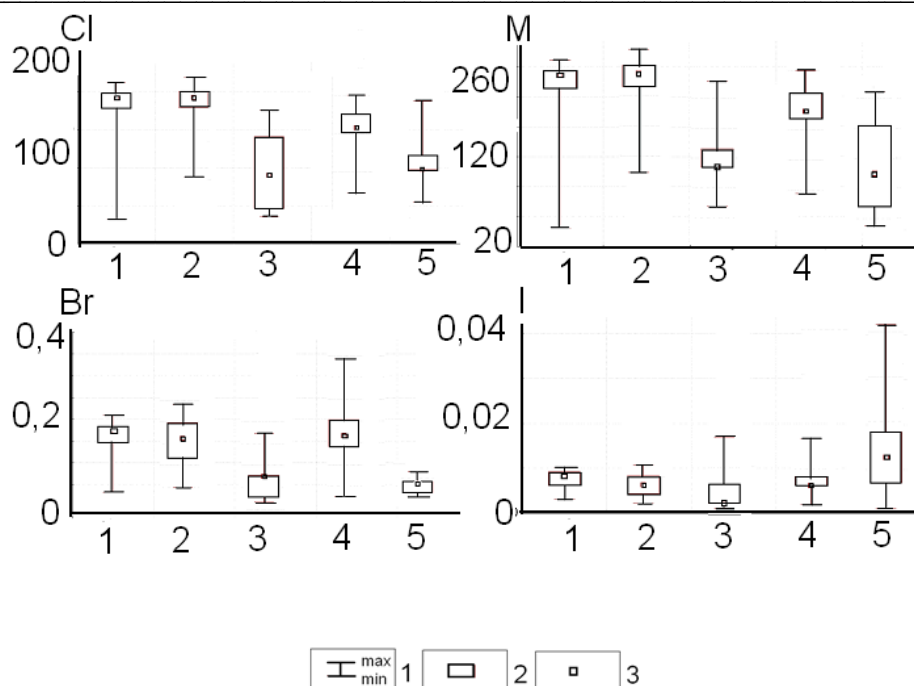


Рисунок 3- Диаграммы статистических характеристик распределения хлора, минерализации (M), брома и йода (г/дм^3) в водах. 1–пределы содержаний: максимум, минимум, 2–пределы нахождения 80 % проб, 3–медианное значение. По оси абсцисс номера месторождений согласно рис. 1

При анализе распределения хлора, минерализации, брома и йода в водах нефтяных и газоконденсатных месторождений можно отметить следующее. Однотипными по содержанию и распределению галогенов в водах являются месторождения – Великобубниевское нефтегазоконденсатное и Талалаевское газоконденсатное, которые находятся в Талалаевско-Рыбальском нефтегазоносном районе (среднее содержание, г/дм^3 : хлор – 150, минерализация – 240, бром – 0,18, йод – 0,007–0,008). Минимальное содержание этих элементов установлено в водах Опишнянского нефтегазоконденсатного месторождения Глинско-Солоховского газонефтеносного района и Ярмолинцевского газоконденсатного месторождений Талалаевско-Рыбальского нефтегазоносного района (среднее содержание, г/дм^3 : хлор – 75, минерализация – 130, бром – 0,08). Отмечено максимальное содержание йода в водах Опишнянского нефтегазоконденсатного месторождения – $0,04\text{г/дм}^3$, что в 2-3 раза больше, чем в остальных месторождениях. Это может быть показателем приуроченности месторождения к зоне тектонического нарушения, либо району геотермальных аномалий.

Для ответа на вопрос о существовании корреляционной связи между йодом, бромом и хлором в месторождениях построены трехмерные графики зависимостей (рис. 4). На диаграммах видно существование прямой корреляционной зависимости между хлором, бромом и йодом. Уникальным, в этом плане, является Яблунинское нефтегазоконденсатное месторождение, где установлена прямая зависимость между содержанием этих элементов.

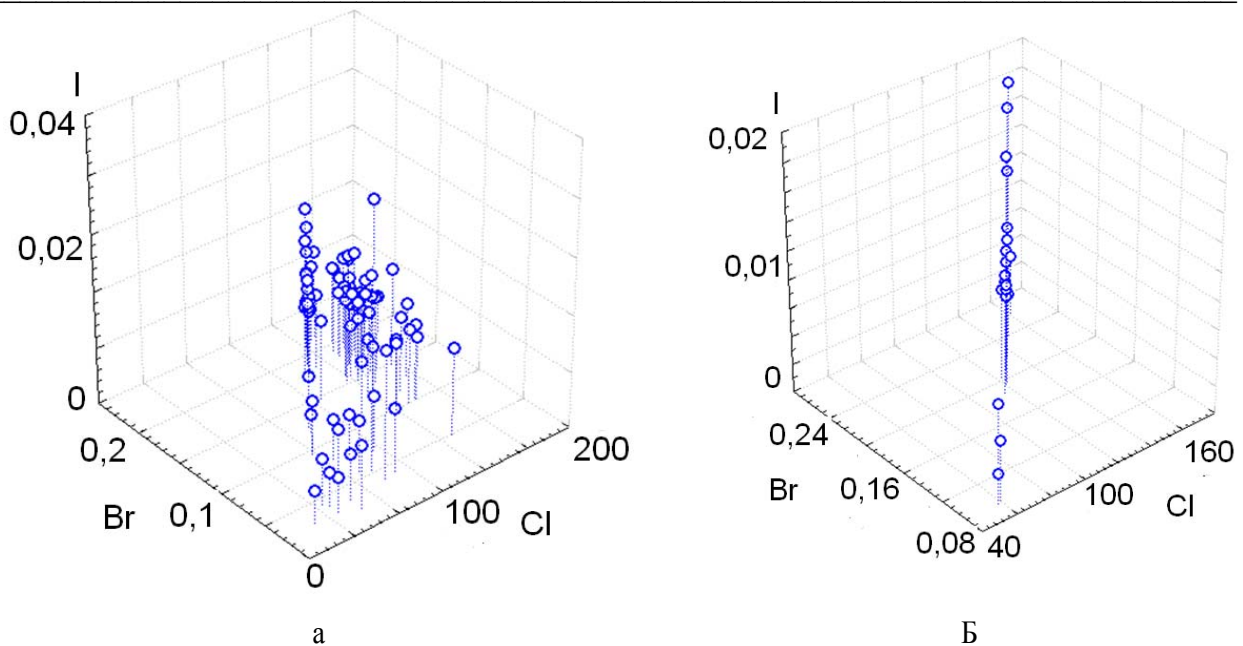


Рисунок 4 – Трехмерные графики содержаний хлора, брома и йода (г/дм^3) в водах. а – для всех месторождений (номера 1-5 согласно рис. 1), б – для Яблунивского месторождения (номер 4 согласно рис. 1)

Выводы. Результаты исследований показывают, что нефтяные воды и воды газоконденсатных месторождений Талалаевско-Рыбальского и Глинско-Солоховского нефтегазоносных районов являются крепкорассольными (минерализация выше 150 г/дм^3). В северо-западной части территории (Великобубновское и Талалаевское месторождения) в водах отмечены высокие средние содержания хлора и брома (160 г/дм^3 и $0,18 \text{ г/дм}^3$ соответственно), в юго-восточной части (Опишнянское месторождение) – высокие средние содержания йода ($0,018 \text{ г/дм}^3$), превышающие содержание в 2-3 раза, чем в других месторождениях, это связано с наличием тектонических нарушений. В целом, подтверждается наличие цепи ловушек углеводородов за счет боковой миграции с юго-востока на северо-запад.

Так как в водах всех нефтегазоносных месторождениях установлена прямая корреляционная связь между минерализацией, содержанием хлора, брома и йода, можно сделать вывод о целесообразности учитывать галогенную составляющую для выявления площадей нефтегазоносности. Дальнейшее изучение закономерностей распределения галогенов в подземных водах нефтегазоносных месторождений позволит усовершенствовать гидрогеохимические методы их поисков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гірничий енциклопедичний словник, т.3. / За ред. В.С. Білецького.— Донецьк: Східний видавничий дім, 2004.— 752с.
2. Лукин А.Е. Искусственные углеводородные месторождения и геологические предпосылки их создания в нефтегазоносных регионах Украины / А.Е. Лукин. — Геол. журн.— 2010. – № 1. – С.42–57.

3. Нефть как товар [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.znaytovar.ru/s/Neft-kak-tovar.html>. – Загл. с экрана.

4. ОСТ 51.58-79 Конденсаты газовые. Технологическая классификация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.znaytovar.ru/gost/2/OST_515879_Kondensaty_gazovye.html. – Загл. с экрана.

#

REFERENCES

1. Bielecki, V. (ed) (2004), *Encyclopedic Dictionary of Mining*, v.3, West Publishing House, Donetsk, Ukraine.

2. Lukin, A.E., (2010), “Artificial hydrocarbon deposits and geological background of their creation in the oil and gas regions of Ukraine” *Geological journal*, vol. 1, pp. 42-57.

3. Tovar & Information Services (2007) “Oil as a commodity” available at: <http://www.znaytovar.ru/s/Neft-kak-tovar.html> (Accessed 3 November 2013).

4. Tovar & Information Services (2007) “OST 51.58-79 gas condensates. Technological classification” available at: http://www.znaytovar.ru/gost/2/OST_515879_Kondensaty_gazovye.html (Accessed 5 November 2013).

Об авторах

Крюченко Наталия Олеговна, доктор геологических наук, старший научный сотрудник, ведущий научный сотрудник в отделе Поисковой и экологической геохимии, Институт геохимии, минералогии и рудообразования им. Н.П. Семеновко Национальной академии наук Украины (ИГМР НАНУ), Киев, Украина, nataliya-kryuchenko@mail.ru

Жовинский Эдуард Яковлевич, член-корреспондент Национальной академии наук Украины, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий отделом Поисковой и экологической геохимии, Институт геохимии, минералогии и рудообразования им. Н.П. Семеновко Национальной академии наук Украины (ИГМР НАНУ), Киев, Украина, zhovinsky@ukr.net

Кухар Михаил Владимирович, младший научный сотрудник в отделе Поисковой и экологической геохимии, Институт геохимии, минералогии и рудообразования им. Н.П. Семеновко Национальной академии наук Украины (ИГМР НАНУ), Киев, Украина, mvk3@ukr.net

Дмитренко Константин Эдуардович, младший научный сотрудник в отделе Поисковой и экологической геохимии, Институт геохимии, минералогии и рудообразования им. Н.П. Семеновко Национальной академии наук Украины (ИГМР НАНУ), Киев, Украина, zhovinsky@ukr.net

About the authors

Kryuchenko Nataliya Olegovna, Doctor of Geology (D.Sc.), Senior Researcher, Senior Researcher in Department of Exploration and Environmental Geochemistry, M.P. Semenenko Institute of Geochemistry, Mineralogy and Ore Formation under the National Academy of Science of Ukraine (IGMOF, NASU), Kiev, Ukraine, nataliya-kryuchenko@mail.ru

Zhovinsky Eduard Yakovlevich, Corresponding Member of the National Academy of Science of Ukraine, Doctor of Geology and Mineralogy (D.Sc.), Professor, Head of Department of Exploration and Environmental Geochemistry, M.P. Semenenko Institute of Geochemistry, Mineralogy and Ore Formation under the National Academy of Science of Ukraine (IGMOF, NASU), Kiev, Ukraine, zhovinsky@ukr.net

Kuhar Mikhail Vladimirovich, Junior Researcher in Department of Exploration and Environmental Geochemistry, M.P. Semenenko Institute of Geochemistry, Mineralogy and Ore Formation under the National Academy of Science of Ukraine (IGMOF, NASU), Kiev, Ukraine, mvk3@ukr.net

Dmytrenko K.E., Junior Researcher in Department of Exploration and Environmental Geochemistry, M.P. Semenenko Institute of Geochemistry, Mineralogy and Ore Formation under the National Academy of Science of Ukraine (IGMOF, NASU), Kiev, Ukraine, zhovinsky@ukr.net

Анотація. Метою дослідження було встановлення геохімічних закономірностей зміни хімічного складу нафтогазоносних вод Дніпровсько-Донецької западини і особливості розподілу в них галогенів. При вивченні хімічного складу вод були використані методи хімічного, потенціометричного аналізу, атомної абсорбції; інтерпретація результатів проведена за допомогою базових програм статистичного аналізу. Результати досліджень показують, що нафтові води і води газоконденсатних родовищ Талалаєвсько-Рибальського і Глінсько-Солоховського нафтогазоносних районів є міцнорозсольними (мінералізація вища 150

г/дм³). В північно-західній частині території (Великобубновське і Талалаєвське родовища) у водах відмічений високий середній вміст хлора і бромю (160 г/дм³ і 0,18 г/дм³ відповідно); в південно-східній частині (Опішнянське родовище) високий середній вміст йоду (0,018 г/дм³), що перевищує вміст в 2-3 рази в інших родовищах, пояснюються наявністю тектонічних порушень. Оскільки у водах всіх нафтогазоносних родовищ встановлений прямий кореляційний зв'язок між мінералізацією, вмістом хлора, бромю і йоду, можна зробити висновок про доцільність врахування галогенової складової для виявлення площ нафтогазоносності. Подальше вивчення закономірностей розподілу галогенів в підземних водах нафтогазоносних родовищ дозволить удосконалити гідрогеохімічні методи їх пошуків.

Ключові слова: галогени, нафтові води, нафтогазоносні родовища

Abstract. Purpose of this study was to determine geochemical regularities of changes in chemical composition of oil- and gas-contained waters in the Dnieper-Donets depression and to explain specific distribution of halogens in the waters. To study the water chemical composition, methods of chemical and potentiometric analysis, and atomic absorption were used; the findings were interpreted with the help of basic programs of statistical analysis. The findings show that oil water and gas-condensate water from the Talalaivk Rybalsk field and Glinsk Solohovsk field in the gas- and oil-contained regions are highly salt (mineralization is above 150 g/dm³). In the northwestern part of the territory (Velikobubnovsk and Talalaivk deposits), waters show high average content of chlorine and bromine (160 g/dm³ and 0,18 g/dm³, respectively), and in the southeastern part (Opishnyansk deposit) – high average iodine content (0,018 g/dm³); such high contents exceeding 2–3 times figures for other fields can be explained by presence of tectonic disturbances. Since the waters from all oil and gas deposits feature direct correlation between salinity and chlorine, bromine and iodine content it can be concluded that it is reasonable to take into account a halogen component in order to identify any oil- and gas-contained areas. Further study of the regularities of halogens distribution in groundwater of the oil and gas fields will improve hydrogeochemical methods for searching the gas- and oil field.

Keywords: halogens, oil water, oil and gas field

Стаття поступила в редакцію 14.06.2013

Рекомендована к печати д-ром техн. наук В.Г. Шевченко