

## КЛАСТЕРИЗАЦИЯ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ В ЗАДАЧАХ ОЦЕНКИ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ\*

**А.Р. Курчиков, А.Г. Плавник**

*Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 625670, Тюмень, ул. Таймырская, 74, Россия*

Рассматриваются вопросы, связанные с районированием отложений по гидрогеохимическим данным при решении задач нефтегазопроисковой геологии. Обосновывается целесообразность применения формализованных методов кластеризации для анализа многопараметрических данных по химическому составу подземных вод Западной Сибири. Эффективность их использования подтверждена сопоставлением с результатами экспертных оценок на региональном уровне, с материалами нефтегазового районирования на субрегиональном уровне, а также при анализе свойств клиноформенных нефтегазоносных резервуаров осложненной части неокомских отложений.

*Подземные воды, химический состав, кластеризация, районирование, нефтегазоносные резервуары.*

### CLUSTERING OF GROUNDWATER CHEMISTRY DATA WITH IMPLICATIONS FOR RESERVOIR APPRAISAL IN WEST SIBERIA

**A.R. Kurchikov and A.G. Plavnik**

Division of sedimentary strata according to groundwater chemistry is discussed with implications for petroleum reservoir potential. It is suggested to process multiparametric water chemistry data from West Siberia using formalized clustering techniques. The efficiency of this approach has been tested for Neocomian clinoform reservoirs with reference to regional-scale appraisal and subregional petroleum division.

*Groundwater, water chemistry, clustering, hydrocarbon reservoirs*

### ВВЕДЕНИЕ

Анализ гидрогеологических условий является важной составной частью при оценке перспектив нефтегазоносности недр во многих районах и на различных стадиях их изученности [Корценштейн, 1991; Теоретические..., 1992]. Гидрогеологическая характеристика осадочных отложений Западной Сибири успешно используется в решении задач оценки перспективности территорий, количественного определения потенциальных ресурсов углеводородов и прогноза фазового состояния залежей. К настоящему времени наработан значительный опыт, основанный на реконструкции палеогидрогеологических и палеогеотермических условий, анализе гидродинамических показателей, гидрогеохимических данных по ионно-солевому и микрокомпонентному составам водорастворенного комплекса, а также по содержанию растворенных в подземных водах газов [Торгованова и др., 1960; Маврицкий, 1962; Кругликов, 1964; Нестеров и др., 1965; Гидрогеология..., 1970; Розин, 1977; Кругликов и др., 1985; Барс, 1987; Курчиков, Ставицкий, 1987; Рудкевич и др., 1988; Курчиков, 1992; Прокопьева, Рыльков, 1995]. Как правило, гидрогеохимические показатели используются для характеристики миграционных процессов, для оценки наличия и прогноза близости углеводородных скоплений, их фазового состояния.

Важный вклад в развитие методов анализа гидрогеохимических данных применительно к решению задач нефтегазопроисковой геологии внесли А.Э. Конторович с соавторами [Конторович, 1963; Конторович, Зимин, 1968; Конторович и др., 1975]. Характерной чертой этих работ является их направленность на анализ геологических процессов, обуславливающих наблюдаемые закономерности в составе подземных вод. В методическом отношении данные публикации отличаются углубленным использованием методов математической статистики с обстоятельным анализом сходства и различия пластовых вод по нефтегазоносным районам Западной Сибири, по удаленности от залежей углеводородов и по другим реализациям группировки гидрогеохимических данных на основе общих геологических критериев.

Необходимость активного использования статистических методов связана с тем, что показатели гидрогеохимического поля включают в себя широкий набор компонентов, присутствующих в подземных

\* Статья планировалась к публикации в спецномере, посвященном 75-летию академика А.Э. Конторовича.

водах, — водорастворенные газы, аквабитумоиды, ингредиенты ионно-солевого комплекса и др. При этом количество физических, химических, физико-химических и микробиологических процессов, в которых участвуют исследуемые элементы, весьма велико, а степень изученности самих процессов недостаточно высока.

Для определения содержания отдельных компонентов используется множество аналитических методов, отличающихся точностью и чувствительностью, а также стоимостью и применимостью в полевых или лабораторных условиях. Это в конечном итоге обуславливает резкую неоднородность в объемах аналитических данных по содержанию различных компонентов. Вследствие этого для характеристики изучаемых нефтегазоносных резервуаров субрегионального уровня возможная детальность использования отдельных гидрогеохимических показателей существенно различается. Наряду с этим в пределах таких резервуаров изменчивость гидрогеохимических параметров, как правило, относительно невелика, что затрудняет интерпретацию этих данных.

Наиболее массовыми данными в анализе проб подземных вод, в том числе и в Западной Сибири, являются сведения об общей минерализации и о содержании основных элементов ионно-солевого состава (Na, Ca, Mg, Cl, HCO<sub>3</sub> и некоторых других), микрокомпонентов (J, B, Br) и растворенных газовых компонентов. Именно поэтому эти данные в первую очередь используются для гидрогеохимического анализа применительно к задачам оценки перспектив нефтегазоносности [Сурков и др., 1999; Шварцев, Новиков, 2004; Бородкин и др., 2005; Плавник и др., 2007; Погодаева и др., 2007].

В условиях детализации представлений о строении осадочного чехла Западной Сибири в целом и о свойствах нефтегазоносных комплексов, в частности, предметом исследования в задаче прогнозных оценок ресурсов углеводородов выступают объекты субрегионального уровня, например, клиноформенные резервуары осложненной части неокотских отложений.

Для характеристики таких объектов могут использоваться апробированные на региональном уровне методы и показатели. Вместе с тем, чтобы добиться должного уровня анализа, соответствующего объему и качеству имеющихся фактических данных и масштабу построений, в большинстве ситуаций необходимо дорабатывать методы исследования или проводить переинтерпретацию данных.

В недавних работах Б.П. Ставицкого с соавторами [2004, 2005, 2006] по анализу структуры гидрогеохимического поля Западной Сибири и характеристике процессов формирования наблюдаемой латеральной и вертикальной гидрогеохимической зональности, по материалам изучения более 15 000 анализов проб подземных вод нашло свое дальнейшее развитие приложение статистических методов к решению сложных геологических задач. Составным элементом этих исследований явилось решение задач группирования гидрогеохимических данных для их последующего анализа, осуществленное на основе комбинирования экспертного подхода и формализованных методов кластеризации.

## **ПРИМЕНЕНИЕ ФОРМАЛИЗОВАННЫХ МЕТОДОВ КЛАСТЕРИЗАЦИИ МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКИХ ДАННЫХ**

Акцентируя внимание на гидрогеологических и геологических результатах, в этих публикациях в меньшей степени освещаются вопросы методического характера применения способов кластеризации, которые пришлось решать в процессе исследований. Эти проблемы в первую очередь связаны с необходимостью сопоставительного анализа геологической и гидрогеологической содержательности получаемых с их помощью результатов, что в значительной степени затруднено из-за недостаточной изученности теоретических вопросов гидрогеологии и гидрогеохимии Западной Сибири. Кроме того, большой объем накопленной гидрогеохимической информации исключает возможность прямого использования некоторых компьютерных методов кластеризации для решения задач регионального и субрегионального уровней вследствие ограниченности ресурсов вычислительной техники.

Наличие отмеченных проблем определило поэтапное, итерационное приближение к решению рассматриваемой задачи с постепенной детализацией результатов и повышением уровня формализации методов их достижения.

При решении многих геологических задач (в частности гидрогеологических), в силу большого числа параметров, характеризующих изучаемые объекты, и слабой изученности природы их взаимосвязи, зачастую сложно априори определить с объективно обусловленным необходимым количеством кластеров. По-видимому, поэтому на практике активно (в том числе и для задач классификации гидрогеохимических данных [Güler et al., 2002]) используется один из способов кластеризации (метод Уорда), позволяющий структурировать массив анализов в виде иерархического дерева. При этом кластеры нижнего уровня объединяются с переходом на более высокий уровень в укрупненные кластеры, что позволяет определиться с требуемой детальностью кластеризации уже на основе анализа выполненной группировки.

Для апробации этого метода применительно к задаче группирования гидрогеохимических данных использованы сведенные воедино на основе экспертного подхода подвыборки (ядра) наиболее характер-

Таблица 1.

Средние значения гидрогеохимических параметров по кластерам\*

Кластер	M	Na	K	Ca	Mg	SO <sub>4</sub>	Cl	HCO <sub>3</sub>	I	Br	B	CO <sub>3</sub>	n-Na	n-K	n-Ca	n-Mg	n-SO <sub>4</sub>	Cl/M	n-HCO <sub>3</sub>	n-I	n-Br	n-B	n-CO <sub>3</sub>
1	8.50	2956.3	53.5	119.7	14.3	25.7	4087.7	1237.5	9.4	24.1	12.0	11.8	0.75	1.38	3.50	0.34	1.21	0.47	38.35	2.16	5.57	3.84	4.10
2	14.10	5009.8	64.7	317.0	30.7	12.9	8003.4	678.0	12.2	40.1	11.5	7.3	0.63	1.15	3.92	0.38	0.25	0.56	9.36	1.57	5.02	1.59	1.41
3	19.02	5967.6	72.3	1259.6	37.5	9.1	11407.1	301.7	9.1	49.2	12.0	3.2	0.53	1.13	10.85	0.34	0.14	0.60	3.07	0.85	4.44	1.20	1.08

\* Минерализация (M) в г/дм<sup>3</sup>, содержание водорастворенных компонентов в мг/дм<sup>3</sup>, нормированные параметры для удобства приведены с масштабными множителями 100 (для n-K, n-Ca, n-Mg, n-SO<sub>4</sub>, n-HCO<sub>3</sub> и n-CO<sub>3</sub>) и 1000 (для n-I, n-Br, n-B).

ных проб подземных вод Западной Сибири по каждому из водоносных комплексов и по выделенным субпровинциям [Ставицкий и др., 2004]. Кластеризация осуществлена только по относительным характеристикам (хлорным отношениям). Выделенные в результате их обработки кластеры, очень хорошо согласуются с экспертным выделением групп (общность анализов в группах и соответствующих кластерах достигает 90 %). При использовании других методов кластеризации сопоставимость результатов оказалась значительно ниже.

Предложенные способы апробированы и подтвердили свою эффективность при изучении вертикальной и латеральной гидрогеохимической зональности Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна на региональном уровне [Ставицкий и др., 2006].

Отметим, что кластеризация гидрогеохимических данных с помощью формализованных методов предоставляет дополнительные возможности для изучения взаимосвязи геологических процессов (наряду с анализом пространственных закономерностей по отдельным компонентам, по общей минерализации с использованием существующих классификаций и экспертных подходов). В том числе для процессов, определяющих соотношения гидрогеохимических показателей с литологией осадочных отложений, условиями преобразования органического вещества, миграции и аккумуляции углеводородов.

Представляется, что наиболее приемлемым объектом для апробации предложенных методов к анализу гидрогеохимических данных в задачах оценки потенциальных ресурсов углеводородов Западной Сибири являются неокомские отложения Западной Сибири, особенно их восточная часть, характеризующиеся высокой степенью изученности. Исходя из этого, нами проведена обработка данных более 5000 гидрогеохимических опробований неокомских отложений (без ачимовской толщи) при исследовании разведочных скважин на территории, простирающейся от Ярудейского нефтегазоносного района на северо-западе до Парабельского на юго-востоке, в пределах которой сосредоточены основные открытые запасы углеводородов.

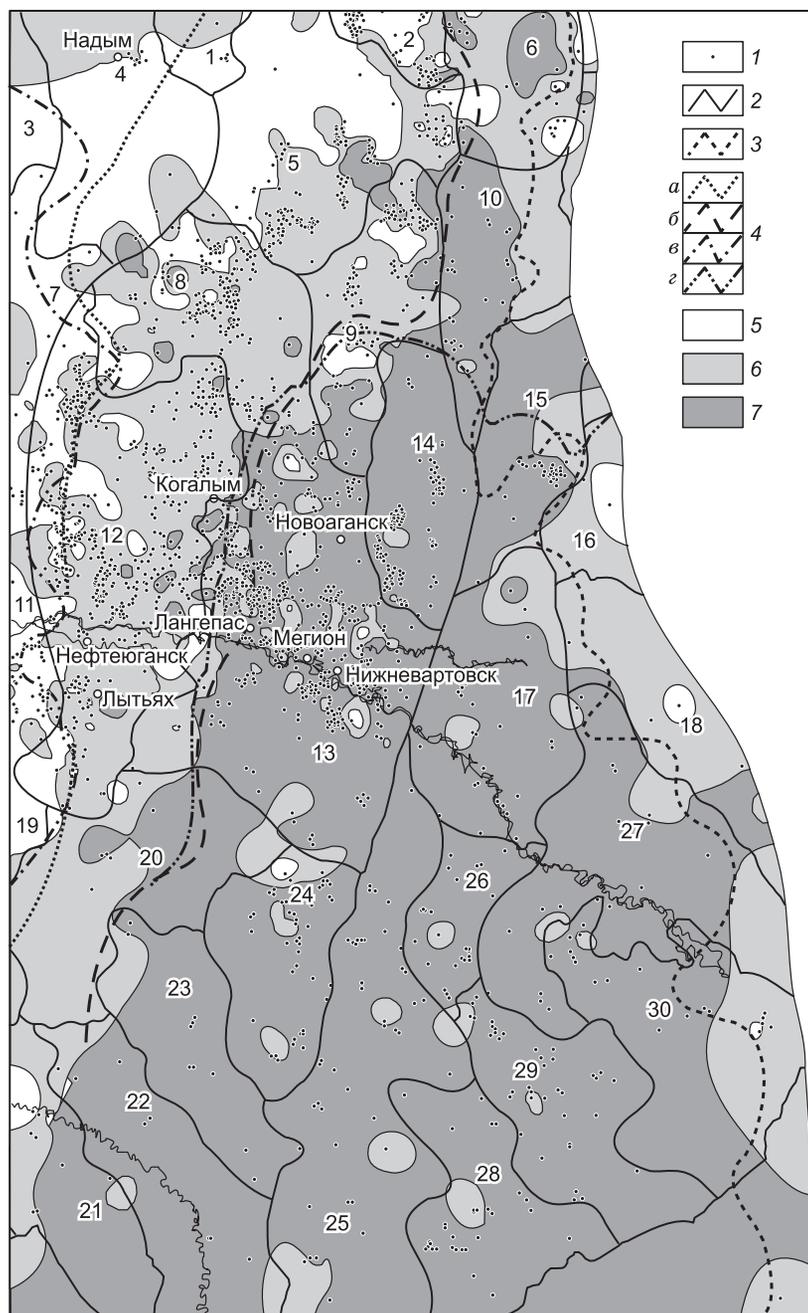
Для анализа качества имеющихся гидрогеохимических данных использованы результаты, полученные на этапе региональных построений (в том числе и по материалам построения карт содержания отдельных компонентов в подземных водах). Всего выявлено около 15 % анализов, достоверность которых вызывает сомнение.

С помощью кластерного анализа данные, признанные достаточно надежными, разделены на три группы, значительно отличающихся по химическому составу проб подземных вод (табл. 1). Несмотря на то, что для кластеризации использовались только относительные параметры (хлорные отношения), различие в группах фиксируется и в абсолютных содержаниях водорастворенных компонентов и, соответственно, в значении общей минерализации. По относительным показателям наиболее значимый вклад в различие кластеров вносят нормированные кальций и гидрокарбонат-ион.

По химическому составу водорастворенного комплекса группа проб подземных вод, объединенных в первом кластере, относится к гидрокарбонатно-натриевому типу, по классификации Сулина, а во втором и третьем — к хлоридно-кальциевому. Таким образом, результаты проведенной кластеризации могут быть достаточно легко проинтерпретированы в рамках существующих гидрогеологических представлений о взаимосвязи между условиями формирования подземных вод и их типизацией с помощью общепринятых гидрогеохимических классификаций. Вместе с тем очевидно, что разделение хлоридно-кальциевых вод на два кластера (с принципиальной реализуемостью их дальнейшей детализации) обеспечивает возможность осуществления более дифференцированного изучения причин выявленных различий в химическом облике подземных вод, чем это доступно при использовании только известных классификаций.

Результаты использования описанных методов кластеризации для типизации и районирования подземных вод неокомских отложений значительной части восточной субпровинции и ряда прилегающих к ней районов представлены на рис. 1.

Как показывает районирование анализов по их принадлежности к выделенным кластерам, они явно группируются в пространственном отношении. В центральной части рассматриваемой области выделяется сужающаяся в север-



**Рис. 1. Гидрогеохимическое районирование восточной части неокомских отложений Западной Сибири.**

1 — скважины; 2 — границы районов; 3 — региональная изолиния минерализации (10 г/дм<sup>3</sup>); 4 — границы стратонов: а — ахской и соргымской, б — соргымской и мегионской, в — сангапайской и черкашинской, г — черкашинской и вартовской свит; 5 — кластер 1; 6 — кластер 2; 7 — кластер 3. Нефтегазоносные районы: 1 — Надымский, 2 — Уренгойский, 3 — Казымский, 4 — Ярудейский, 5 — Губкинский, 6 — Тазовский, 7 — Юильский, 8 — Ноябрьский, 9 — Вэнгапурский, 10 — Харампурский, 11 — Приобский, 12 — Сургутский, 13 — Вартовский, 14 — Варьеганский, 15 — Бахилловский, 16 — Сабунский, 17 — Александровский, 18 — Пыль-Караминский, 19 — Салымский, 20 — Юганский, 21 — Прииртышский, 22 — Пологрудовский, 23 — Демьянский, 24 — Каймысовский, 25 — Нюрольско-Колторский, 26 — Среднеवासюганский, 27 — Усть-Тымский, 28 — Межовский, 29 — Пудинский, 30 — Парабельский.

ном направлении клинообразная зона третьего кластера проб подземных вод (практически повсеместно ограниченная с востока общей для восточной субпровинции границей, прослеживаемой по изолинии минерализации 10 г/дм<sup>3</sup>). Отметим, что региональная изолиния минерализации подземных вод (10 г/дм<sup>3</sup>) является важнейшим показателем для разделения отложений по их перспективности в отношении нефтегазоносности. В западном и северо-западном направлениях от этой зоны наблюдается регионально вы-

держанная последовательность перехода групп вод второго и затем первого кластеров. Определенные пространственные закономерности проявляются и в структурировании локальных неоднородностей полученного гидрогеохимического районирования.

Характерно, что закономерности в распространении выделенных кластеров проб подземных вод согласуются с общими чертами геологического строения рассматриваемой территории. Очевидное сходство наблюдается при сопоставлении полученных результатов с литолого-стратиграфическим расчленением неокомских отложений. Так, на значительном протяжении переходная зона вод от первого во второй кластер соответствует границам между сортымской и ахской (тарский горизонт), между черкашинской и сангопайской свитами (черкашинский горизонт). Переходу вод от второго к третьему кластеру соответствуют границы между сортымской и мегионской, а также между черкашинской и вартовской свитами.

Аналогичные соответствия наблюдаются и при сопоставлении с делением территории Западной Сибири на нефтегазоносные области и районы, границы которых определяются широким комплексом геологических факторов. Например, граница между первым и вторым кластерами (в генерализованном виде) фактически соответствует западным границам Юганского, Сургутского и Ноябрьского нефтегазоносных районов. Линия раздела между вторым и третьим кластерами прослеживается по границам Пологрудовского, Демьянского, Вартовского, Варьеганского и Харампурского НГР.

### **ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КЛИНОФОРМЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ОСЛОЖНЕННОЙ ЧАСТИ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ**

Роль и востребованность методов кластеризации, основанных на формализованных способах тематической статистики и прошедших апробацию для решения задач гидрогеохимического районирования как на региональном, так и на субрегиональном уровнях, существенно возрастает в задачах оценки прогнозных ресурсов углеводородов относительно небольших объектов, для которых свойственна относительно слабая изменчивость гидрогеохимических параметров. Характерным примером таких объектов являются клиноформенные отложения осложненной части неокомских отложений Западной Сибири.

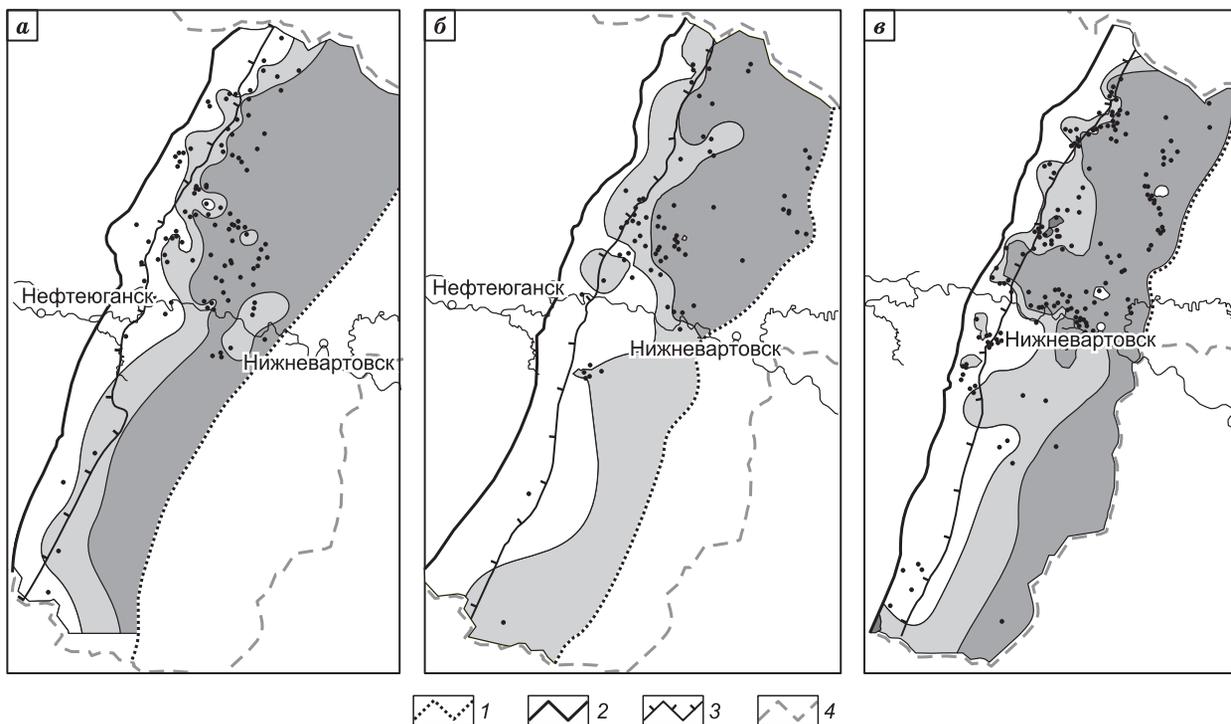
Отличительной особенностью последнего варианта оценки потенциальных ресурсов углеводородов клиноформенных резервуаров от предыдущих является отрицание надачимовской толщи в качестве надежного регионального флюидоупора и ее объединение с ачимовскими отложениями и покровными образованиями группы пластов АС, БС и БВ в рамках единых нефтегазоносных резервуаров [Шпильман и др., 2005].

Применительно к вопросам гидрогеохимической характеристики нефтегазоносных комплексов выполнен анализ химического состава подземных вод клиноформенных резервуаров БВ<sub>4-5</sub>, БВ<sub>6-7</sub> и БВ<sub>8-9</sub> неокомских отложений Среднего Приобья Западной Сибири [Плавник и др., 2007]. При этом задача рассмотрена в достаточно узкой постановке, связанной с нефтегазопоисковой тематикой, — оценка согласованности (или несогласованности) представления о флюидодинамическом единстве этих объектов с имеющимися гидрогеохимическими данными (в свете современных знаний о природе формирования состава подземных вод). С этой целью выполнена кластеризация результатов гидрогеохимических пробований на относительно однородные по химическому составу группы, осуществлено выявление основных параметров, контролирующих различия между этими группами, проведено районирование клиноформ по результатам типизации подземных вод.

В процессе кластеризации для каждого из клиноформенных резервуаров выделены по три группы анализов подземных вод. Построенные по полученным данным карты районирования для клиноформенных резервуаров БВ<sub>4-5</sub>, БВ<sub>6-7</sub> и БВ<sub>8-9</sub> (рис. 2) свидетельствуют о наличии очевидной пространственной закономерности в расположении зон с различным типом вод и в последовательности переходов от одного типа к другому (субпараллельно западной границе выклинивания резервуаров).

Средние значения химического состава анализов по каждому из кластеров представлены в табл. 2. Из приведенных данных видно, что кластер 1 существенно отличается от двух других как своей минимальной минерализацией, так и повышенными содержаниями иона гидрокарбоната и пониженными содержаниями иона кальция. Анализы этого кластера в соответствии с описанными выше пространственными закономерностями содержания гидрогеохимических параметров относятся к западному крылу клиноформ и, как правило, приурочены к ачимовским отложениям. При переходе от второго кластера к третьему сохраняется тенденция роста кальция и снижения гидрокарбоната.

Представляется целесообразным сопоставление подземных вод не только в рамках одного резервуара, но и между соседними объектами, т. е. изучение вертикальной изменчивости гидрогеохимических параметров. На этой основе возможно проведение анализа надежности флюидоупоров, разделяющих резервуары, на отдельных участках. С этой целью осуществлена процедура кластеризации объединенных групп анализов (по резервуарам БВ<sub>8-9</sub>, БВ<sub>6-7</sub>, БВ<sub>6-7</sub>, БВ<sub>4-5</sub> и по всем трем). По полученным результатам для каждого из резервуаров построены соответствующие карты районирования по принадлежности



**Рис. 2. Районирование клиноформенных резервуаров по химическому составу подземных вод.**

Резервуары: а — БВ<sub>4.5</sub>, б — БВ<sub>6.7</sub>, в — БВ<sub>8.9</sub>. 1–4 — границы: 1 — раскрытия покрышки резервуара, 2 — примыкания покрышки резервуара к кровле баженовской свиты, 3 — замещения проницаемых пород глинами, 4 — административная граница Ханты-Мансийского автономного округа. Остальные усл. обозн. см. на рис. 1.

анализов к кластерам. Наложение построенных карт друг на друга позволяет выделить зоны, внутри которых химический тип вод совпадает или отличается, что может интерпретироваться, в частности, как свидетельство надежности или ненадежности разделяющих резервуары глинистых пачек.

При сопоставлении подземных вод клиноформенных резервуаров БВ<sub>6.7</sub> и БВ<sub>4.5</sub> картируются достаточно значительные зоны «однотипных» вод. Однако неоднородность расположения точек гидрогеохимических опробований (при их общем небольшом количестве) определяет то, что выводы о гидрогеохимической общности, обеспеченные фактическими данными, возможны лишь для относительно небольших территорий, приуроченных к Ваньеганской, Западно-Покамасовской, Покачевской, Северо-Котухтинской, Северо-Ореховской, Северо-Поточной, Урьевской и Чумпасской площадям. В целом аналогичные результаты получены и при сопоставлении подземных вод резервуаров БВ<sub>6.7</sub> и БВ<sub>8.9</sub>. Определенная особенность состоит в том, что зоны гидрогеохимической общности (подтверждаемые пространственной близостью точек отбора проб из разных резервуаров) располагаются достаточно близко к восточной зоне раскрытия нижнего резервуара.

Материалы гидрогеохимического опробования свидетельствуют об отсутствии резких изменений в химическом составе подземных вод в пределах рассматриваемых резервуаров, в том числе и в зонах перехода от ачимовских отложений к покровным. Вместе с тем наблюдается единообразие пространственных закономерностей в распределении основных гидрогеохимических параметров. Явным образом проявляется преобладание изменчивости параметров в широтном направлении (субпараллельность изолиний западным границам распространения). С ростом минерализации подземных вод по мере воздымания клиноформ от глинистых отложений баженовской свиты вверх по напластованию имеет место тенденция увеличения иона кальция и одновременно с этим уменьшения содержания иона гидрокарбоната. Общей трендовой составляющей во всех резервуарах является повышение минерализации от зоны выклинивания резервуаров на восток в субширотном направлении.

В результате выполненных исследований гидрогеохимического облика клиноформенных резервуаров БВ<sub>4.5</sub>, БВ<sub>6.7</sub> и БВ<sub>8.9</sub> установлено, что в изменении химического состава подземных вод наблюдаются достаточно плавные, без резкой динамики, пространственные закономерности, в том числе и в зонах перехода от ачимовских отложений к покровным. Равномерная динамика колебания состава водоразтворенного комплекса, характер этого изменения (уменьшение минерализации вод, повышение содержания гидрокарбоната и понижение кальция в зонах примыкания клиноформ к баженовской свите) не противо-

Таблица 2. Средние значения химического состава подземных вод по кластерам

Компонент	БВ <sub>4-5</sub>			БВ <sub>6-7</sub>			БВ <sub>8-9</sub>		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
<i>M</i> , г/дм <sup>3</sup>	11.84	18.22	20.00	14.45	20.07	22.56	13.61	22.47	22.30
Na, мг/дм <sup>3</sup>	4213.59	6273.96	6405.70	5150.67	6745.33	7016.44	4553.16	7740.41	6834.88
K	82.30	78.78	82.01	139.44	97.15	96.31	121.23	116.14	52.33
Ca	181.44	619.60	1229.26	243.83	861.81	1597.74	500.98	742.58	1665.86
Mg	21.90	37.25	12.91	33.83	29.19	22.77	30.33	73.33	24.12
SO <sub>4</sub>	19.06	6.36	9.44	64.75	5.39	2.56	34.74	8.04	8.51
Cl	6419.31	10652.53	11927.97	8093.50	11839.14	13596.47	7618.93	13308.08	13448.62
HCO <sub>3</sub>	893.14	532.12	358.94	629.42	474.93	267.86	740.24	470.09	270.61
I	6.48	9.01	7.77	5.11	7.83	7.70	7.29	5.39	8.21
Br	30.08	46.30	53.22	32.30	51.58	56.72	37.60	52.32	55.08
B	12.53	12.54	15.75	9.34	14.42	13.60	13.39	9.19	14.91
CO <sub>3</sub>	19.50	2.21	0.54	109.00	1.95	1.83	24.86	5.03	5.15
<i>n</i> -Na	0.65	0.59	0.54	0.62	0.57	0.52	0.61	0.58	0.51
<i>n</i> -K	1.35	0.69	0.67	1.87	0.87	0.71	1.80	0.9	0.43
<i>n</i> -Ca	2.95	5.88	10.21	4.23	7.27	11.77	6.14	5.41	12.37
<i>n</i> -Mg	0.34	0.41	0.11	0.47	0.25	0.17	0.42	0.6	0.19
<i>n</i> -SO <sub>4</sub>	0.43	0.08	0.09	0.90	0.08	0.02	0.62	0.11	0.09
<i>n</i> -HCO <sub>3</sub>	13.66	5.26	3.25	8.88	4.24	2.05	10.68	4.05	2.16
<i>n</i> -I	0.10	0.09	0.07	0.07	0.07	0.06	0.10	0.05	0.06
<i>n</i> -Br	0.46	0.44	0.45	0.39	0.44	0.42	0.48	0.4	0.41
<i>n</i> -B	0.19	0.11	0.14	0.12	0.13	0.10	0.17	0.08	0.12
<i>n</i> -CO <sub>3</sub>	0.37	0.03	0.01	0.86	0.03	0.02	0.43	0.06	0.04
Cl/M	543.31	583.96	595.07	558.60	588.66	602.21	555.40	589.89	602.01

Примечание. 1—3 — кластеры.

печат представлениям о флюидодинамическом единстве резервуаров, а также о возможных масштабных процессах отжата захороненных вод из баженовской свиты (и связанными с этим процессами вторичной миграции углеводородов).

Изменение содержания основных водорастворенных компонентов происходит в широтном направлении. Соответственно, в районировании отложений клиноформ выделяются субмеридионально выдержанные зоны по гидрогеохимической общности насыщающих их подземных вод. Изменчивость в химическом облике подземных вод по разрезу, при переходе от одного резервуара к другому, в целом весьма значительна, что является косвенным свидетельством надежности разделяющих резервуары флюидоупоров на значительных территориях их распространения. Вместе с тем полученные результаты не могут рассматриваться как доказательства справедливости этих представлений, во-первых, из-за неполноты изученности структуры гидрогеохимического поля в целом неокотских отложений и клиноформенных резервуаров, в частности, во-вторых, из-за очевидной необходимости комплексирования гидрогеологических и других геолого-геофизических методов при решении задач подобного уровня.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Гидрогеологическая характеристика нефтегазоносных комплексов и резервуаров является важным средством для анализа геологических процессов, определяющих условия нефтегазообразования, их первичной и вторичной миграции, формирования и разрушения залежей. На современном этапе, характеризующемся акцентированием исследований на объектах субрегионального уровня, задачи гидрогеологического анализа требуют доработки методов исследования и проведения специализированных работ по интерпретации и переинтерпретации данных.

Методы гидрогеохимического районирования объектов регионального и субрегионального уровней Западно-Сибирского НГБ, основанные на статистических подходах, прошли апробацию геологической содержательности получаемых с их помощью результатов. На их основе возможна эффективная интерпретация данных по ионно-солевому составу подземных вод, направленная, в частности, на оценку гидродинамических условий в нефтегазоносных резервуарах в рамках задач оценки потенциальных ресурсов углеводородов.

При этом на современном этапе изученности осадочного чехла и фундамента Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции возрастает роль комплексного учета гидрогеологических данных совместно с накопленными материалами по геолого-геофизическому исследованию изучаемых объектов, в первую очередь с данными по строению и литологическим характеристикам изучаемых объектов.

#### ЛИТЕРАТУРА

**Барс Е.А.** Методические указания по использованию комплекса гидрогеохимических критериев миграции подземных вод. М., Мин. нефт. промышленности, ИГиРГИ АН СССР, 1987, 24 с.

**Бородкин В.Н., Хоробрых Д.Л., Любимов С.А.** Гидрогеохимическая характеристика клиноформ ачимовской толщи севера Западной Сибири // Горные ведомости, 2005, № 8, с. 52—56.

**Гидрогеология СССР.** Т. XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) / Ред. В.А. Нуднер. М., Недра, 1970, 368 с.

**Конторович А.Э.** Редкие и рассеянные элементы в пластовых водах нефтеносных отложений Западно-Сибирской низменности // Литология и полезные ископаемые, 1963, № 2, с. 282—287.

**Конторович А.Э., Зимин Ю.Г.** Об условиях формирования химического состава подземных вод Западно-Сибирской низменности // Тр. СНИИГГиМСа, 1968, вып. 78, с. 83—95.

**Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г.** Геология нефти и газа Западной Сибири // Гидрогеология Западно-Сибирского артезианского бассейна. М., Недра, 1975, с. 378—424.

**Корценштейн В.Н.** Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М., Недра, 1991, 419 с.

**Кругликов Н.М.** Гидрогеология северо-западного борта Западно-Сибирского артезианского бассейна. Л., Недра, 1964, 165 с.

**Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н.** Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л., Недра, 1985, 279 с.

**Курчиков А.Р.** Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М., Недра, 1992, 231 с.

**Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П.** Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. М., Недра, 1987, 134 с.

**Маврицкий Б.Ф.** Западно-Сибирский артезианский бассейн (гидрогеология, геотермия, палеогидрогеология) // Труды лаборатории гидрогеологических проблем АН СССР, 1962, т. XXXIX.

**Нестеров И.И., Ростовцев Н.Н., Ставицкий Б.П.** Гидрогеологические особенности нефтеносных толщ Западно-Сибирской низменности // Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности / Ред. Н.Н. Ростовцев. М., Недра, 1965, с. 166—171. (Тр. ЗапСибНИГНИ, вып. 1).

**Плавник А.Г., Плавник Г.И., Ицкович М.В., Олейник Е.В.** Гидрохимическая характеристика клиноформенных нефтегазоносных резервуаров БВ<sub>4-5</sub>, БВ<sub>6-7</sub> и БВ<sub>8-9</sub> // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа. Т. 1 / Под ред. В.И. Карасева, А.В. Шпильмана, В.А. Волкова. Ханты-Мансийск, Издатнаукасервис, 2007, с. 205—212.

**Погодаева Т.В., Земская Т.И., Голобокова Л.П., Хлыстов О.М., Минами Х., Сакагами Х.** Особенности химического состава поровых вод донных отложений различных районов озера Байкал // Геология и геофизика, 2007, т. 48 (11), с. 1144—1160.

**Прокопьева Р.Г., Рыльков А.В.** Гидрогеохимический метод оценки нефтегазоносности и его использование в условиях Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1995, № 10, с. 35—39.

**Розин А.А.** Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование. Новосибирск, Наука, 1977, 101 с.

**Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф., Корнев В.А., Максимов Е.М.** Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М., Недра, 1988, 181 с.

**Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г.** Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (7), с. 826—832.

**Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г.** Формирование модели структуры гидрохимического поля Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Материалы международной конференции «Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии». М., ГЕОС, 2005, с. 171—176.

**Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г.** Вертикальная и латеральная гидрохимическая зональность, типизация подземных вод Западно-Сибирского бассейна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2006, № 5—6, с. 58—84.

**Сурков В.С., Казаков А.М., Девятов В.П., Смирнов Л.В., Шиганова О.В., Еханин А.Е., Зайцев С.П., Серебренникова О.В., Гулая Е.В.** Нижнесреднеюрские отложения юга Западной Сибири (геохимия, гидрогеология, нефтегазоносность) // Геология нефти и газа, 1999, № 3—4, с. 3—11.

**Теоретические** основы нефтегазовой гидрогеологии / Ред. А.А. Карцев. М., Недра, 1992, 208 с.

**Торгованова В.Б., Дуброва Н.В., Кругликов Н.М., Лозовский М.П.** Воды и газы палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири // Тр. ВНИГРИ. Л., Гостоптехиздат, 1960, вып. 159, 460 с.

**Шварцев С.Л., Новиков Д.А.** Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (8), с. 1008—1020.

**Шпильман А.В., Плавник Г.И., Олейник Е.В.** Клиноформные резервуары — объекты оценки потенциальных ресурсов углеводородов в нижнемеловых отложениях Среднего Приобья // Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа. Ханты-Мансийск, Издательский дом «ИздатНаукаСервис». Т. 1. 2005, с. 190—201.

**Güler G., Thyne G.D., McCray J.E., Turner A.K.** Evaluation of graphical and multivariate statistical methods for classification of water chemistry data // Hydrogeology J., 2002, № 10, p. 455—474.

*Рекомендована к печати 1 апреля 2009 г.  
В.А. Каширцевым*

*Поступила в редакцию 5 сентября 2008 г.,  
после доработки — 25 марта 2009 г.*