

особенно остро этот вопрос стоит в связи с её генетичностью. Если для определения того, обладает ли конкретный объект признаками класса или не обладает, является ли он представителем того или иного генетического типа, нужны *мнения* нескольких авторитетных *экспертов*, значит признаки, на которых построена классификация, нуждаются в конструктивной, операциональной формулировке.

И использование, и совершенствование классификации МПИ (как и любой другой классификации) весьма затруднительно, если *критерием* решения классификационных вопросов является личный опыт специалиста и его интуиция.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Домарев В.С., Образцова З.А. Опыт классификации эндогенных месторождений полезных ископаемых // Вестник Ленинградского ун-та. № 12. 1972. С. 21-31.
2. Петрографический кодекс. Магматические и метаморфические образования. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1995. 128 с.
3. Покровский М.П. О некоторых результатах анализа и оценки классификаций месторождений полезных ископаемых // Геология и поиски месторождений редких и цветных металлов: Труды СГИ, вып.131. Свердловск: Изд. СГИ, 1976. С. 118-133.
4. Покровский М.П. К понятию "сущность": попытка конструктивного осмысления // Новые идеи в философии природы и научном познании: Сб. науч. трудов. Вып. 2. Екатеринбург: УрО РАН, 2004. С. 168-211.
5. Покровский М.П. О требованиях к геологическим классификациям // Геология и поиски месторождений редких и цветных металлов: Труды СГИ, вып. 81. Свердловск: Изд. СГИ, 1971. С. 97-107.
6. Романович И.Ф. Месторождения неметаллических полезных ископаемых: Учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1986. 367 с.
7. Смирнов В.И. Геология полезных ископаемых: Учебник для вузов. М.: Недра, 1989. 326 с.
8. Экзогенные эпигенетические месторождения урана. Условия образования / Батулин С.Г., Головин Е.А., Зеленова О.И. и др. Под ред. А.И.Перельмана. М.: Атомиздат, 1965. 324 с.

УДК 553(571.5)

Ю.Н. Федоров, Ю.К. Иванов, С.Г. Захаров

#### ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ СТРУКТУР НЕРОХСКОЙ ПЛОЩАДИ (ПРИПОЛЯРНЫЙ УРАЛ) ПО ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

Нерохская разведочная площадь Северо-Сосьвинского участка расположена в пределах Приуральской нефтегазовой области (рис. 1). На севере нефтегазовой области (НТО) в настоящий момент открыто 19, преимущественно небольших, газовых месторождений [4, 5, 10]. Строение их близко к строению нефтяных месторождений южной части Приуральской НТО [7]. Месторождения приурочиваются к склонам невысоких выступов фундамента (структурно-литологическим и литолого-стратиграфическим ловушкам) и располагаются в песчаниках тюменской свиты [12].

В гидрогеологическом отношении это краевая (западная) часть Западно-Сибирского мегабассейна (мезозойского гидрогеологического бассейна). Согласно гидрохимической зональности, площадь расположена на стыке двух зон - краевой (промытой) и внутренней (не промытой) зоны бассейна [8]. В краевой зоне бассейна преобладают гидрокарбонатно-натриевые воды с минерализацией до 10 г/дм<sup>3</sup>, во внутренней зоне состав вод становится хлоридно-натриевым III типа с минерализацией от 10 до 30 г/дм<sup>3</sup> [11, 13]. Для внутренней зоны в данной части бассейна характерна нормальная (не инверсионная) вертикальная гидрохимическая зональность с нарастанием минерализации вниз по разрезу.



Рис. 1. Месторождения Приуральской нефтегазоносной области [7]:

1 - Пахромское, 2 - Деминское, 3 - Северо-Игримское, 4 - Южно-Игримское, 5 - Восточно-Сысконсыньинское, 6 - Западно-Сысконсыньинское, 7 - Южно-Сысконсыньинское, 8 - Западно-Шухгунгорское, 9 - Восточно-Шухгунгорское, 10 - Пунгинское, 11 - Верхнекондинское, 12 - Лемьинское, 13 - Верхнелемьинское, 14 - Даниловское, 15 - Филипповское, 16 - Северо-Убинское, 17 - Среднемумльминское, 18 - Западно-Картопийское, 19 - Северо-Потанайское, 20 - Южно-Потанайское, 21 - Каюмовское, 22 - Ремивидовское, 23 - Южно-Тулумское, 24 - Восточно-Тетеревское, 25 - Мортумья-Тетеревское, 26 - Трехозерное, 27 - Южно-Тетеревское, 28 - Заозерное, 29 - Яхлинское

На врезке - положение НТО

Согласно гидрогеологической стратификации, в разрезе бассейна выделяются три водоносных комплекса:

- апт-альб-сеноманских отложений;
- валанжин-готерив-барремских (неокомских) отложений;
- триасово-юрских отложений.

Опробование скважин Нерохской площади показало, что интервалы перфорации располагаются в триас-среднеюрских отложениях. Общий интервал опробования составил 328 м (от 1593,2 до 1921,0 м).

В настоящее время наиболее изучены свойства воды, причисленные к косвенным показателям нефтеносности: пониженная сульфатность, наличие некоторых микрокомпонентов, в том числе и радиоактивных, специфический солевой состав, определяющий принадлежность вод, высокая минерализация и повышенная степень метаморфизации [3, 15]. Поскольку эти параметры генетически не связаны с углеводородами и на их распределение в водах не влияет наличие в недрах залежей нефти, они могут считаться лишь косвенными показателями нефтеносности. По существу они отражают химический состав подземных вод, свойственных глубинным и гидрогеологически закрытым структурам. Следовательно, оценка перспектив нефтеносности по этим показателям должна рассматриваться, в первую очередь, как оценка степени гидрогеологической закрытости структур [2]. Фактор гидрогеологической закрытости структур играет существенную роль в сохранении нефтяных залежей, если таковые вследствие благоприятных условий миграции и аккумуляции в данных структурах образовались.

Состав вод, сопутствующих нефтяным залежам, может отражать не только условия закрытости, способствующие сохранению залежей, но и условия раскрытости, при которых залежи могут разрушаться. Положительная оценка перспектив нефтеносности должна основываться на повышенной степени гидрогеологической закрытости структур, свидетельствующей о том, что на нефтяную залежь, если она образовалась в данной структуре, условия водообмена не действуют разрушительно.

Для гидрохимического разреза Нерохского участка характерна нормальная (не инверсионная) вертикальная зональность [8,14]. В интервале опробования минерализация возрастает от 3,37 до 14,17 г/дм, при этом воды с гидрокарбонатно-натриевого типа переходят в хлоридно-магниевый тип (рис. 2).

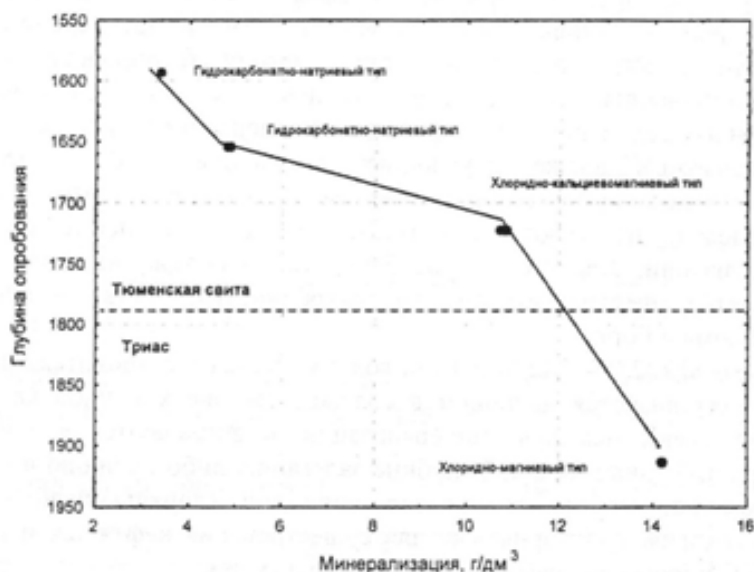


Рис. 2. Гидрохимический разрез интервала опробования

Наращение минерализации связано с увеличением основных солеобразующих компонентов - натрия и хлора. Содержание большинства микрокомпонентов не превышает порога чувствительности, но обращает на себя внимание закономерное увеличение содержания железа с глубиной. На данный момент отсутствует представительное количество анализов пластовых вод на железо, но имеющиеся отдельные анализы по нефтегазовым областям ЯНАО показывают, что для Нерохской площади концентрации железа на порядок выше до 50 мг/дм³. Также можно предположить, что разовое увеличение содержания меди в интервале 1655-1675 связано с повышенным содержанием асфальтенов.

Содержания брома, в частности пониженные значения в верхнем интервале, указывают на влияние газоконденсатов, которые обычно формируют ореолы рассеивания элементов с отрицательным знаком [1, 3, 6]. Ниже данной зоны содержание брома выходит на средние по краевым частям бассейна и не превышает 25 мг/дм. Содержание стронция закономерно увеличивается с глубиной, коррелируя с содержанием основных солеобразующих компонентов и, следовательно, минерализацией. Общее содержание стронция не превышает 13 мг/дм³, что на порядок ниже его средних значений в высокоминерализованных водах центральных частей бассейна.

Изучение газового состава пластовых вод Нерохской площади показывает, что они относятся к азотно-углеводородному геохимическому типу водорастворенных газов (содержание азота менее 20 % об.). По общему составу газ метановый ( $\text{CH}_4 > 90\%$ ) с небольшим содержанием углекислого газа. Следует отметить, что для краевых частей бассейна более характерен газ азотно-метанового состава. Также нехарактерным для краевой области бассейна является и коэффициент газонасыщенности - 1,0-1,4 м³/м³, где в юрских отложениях обычно доминируют величины 0,2-0,5 м³/м³. Тем не менее суммарное содержание гомологов метана невелико с максимальной величиной до 0,18 % об., что в целом обычно для краевых (промытых) частей Западно-Сибирского мегабассейна. Содержания метана увеличиваются с глубиной при одновременном уменьшении содержаний азота и углекислого газа.

Рассматривая более подробно значения зональности по типам воды (см. рис. 2), можно отметить, что в верхней части разреза отмечаются воды гидрокарбонатно-натриевого генетического типа, щелочные, мало распространенные в нефтеносных структурах. В их составе находится бикарбонат натрия, что и обуславливает щелочность. В работах В.А. Сулина рассматриваются процессы формирования глубинных вод гидрокарбонатного натриевого типа, и отмечено, что одним из условий существования в недрах вод данного типа является достаточная изолированность зон его распространения от земной поверхности, определяющая возможность появления восстановительных

условий. В то же время для развития этих процессов необходим приток обогащенных сульфатами вод, что указывает на существование водообмена и, следовательно, относительной промытости структур. Одновременно с этим следует отметить, что пониженная минерализация и появление гидрокарбонатно-натриевых вод в верхнем интервале может быть объяснено не столько раскрытостью структуры и, следовательно, промытостью, но и другими причинами [9]. На это указывает наличие газа метанового состава в данном интервале опробования. В последние годы изучен процесс формирования пластовых вод пониженной минерализации, образующихся в результате ретроградного испарения и последующей конденсации паров воды при формировании глубинных газоконденсатных залежей в условиях повышенных (>50 °С) температур. Эти воды, получившие название солюционных, тесно связаны с залежами нефти и газа, приурочены к основанию этих залежей и имеют локализованное распространение среди пластовых вод повышенной минерализации. Характерной особенностью солюционных вод, помимо их низкой минерализации, является преимущественно гидрокарбонатный состав и относительно высокие концентрации йода, брома и бора.

Ниже по разрезу (1722,00-1742,00 м) тип воды меняется и становится хлоркальциевым (табл. 1). Данные воды характеризуется наличием в солевом составе хлоридов кальция и магния. Как правило, такие воды имеют высокую минерализацию и встречаются в зонах, защищенных от водообмена благодаря либо значительной глубине залегания, либо наличию в разрезе изолирующих сверху пород. В том или другом случае залегание вод хлоркальциевого типа указывает на гидрогеологические условия, благоприятные для существования нефтяных и газовых залежей, так как эти воды присущи гидрогеологически закрытым структурам.

С глубин порядка 1800 - 1900 метров в отложениях триаса воды приобретают хлормагнийский тип, образование которых в глубоких горизонтах В.А. Сулин объясняет процессами концентрирования, при которых из состава вод последовательно удаляются бикарбонаты, а затем и сульфаты щелочных земель. Преобладающими в составе этих вод остаются хлориды щелочей, хлоридов магния здесь меньше, хотя они и определяют тип воды. Для глубоких структур данный тип соответствует усилению промытости, на что указывает и повышение коэффициента Na/Cl (см. табл. 1).

Таблица 1

Значения коэффициентов метаморфизации

Интервал (от-до)	Минерализация, г/л	Na/Cl	Bг*10 <sup>3</sup> /Cl	Cl/Bг	Тип воды
1593,20-1604,40	3,37	1,35	4,17	239,75	Гидрокарбонатно-натриевый
1593,80-1606,80	3,38	1,34	4,51	221,87	То же
1655,00-1675,00	4,88	1,3	3,16	316,63	-"
1655,00-1675,00	4,80	1,27	3,28	304,58	-"
1722,00-1742,00	10,86	1,00	3,79	264,17	Хлоридно-магниевый
1722,00-1742,00	10,78	0,95	3,90	256,72	Хлоридно-кальциевый-магниевый
1722,00-1742,00	10,70	0,95	3,53	283,06	Хлоридно-кальциевый
1914,00-1921,00	14,23	0,99	3,26	306,44	Хлоридно-магниевый
1914,00-1921,00	14,17	0,99	3,72	268,98	То же

Выявление в разрезе Нерохской площади вод двух генетических типов, наличие переходной зоны между ними и закономерности в изменении солевого состава создают довольно сложную систему, определение источников накопления компонентов в которой представляет значительную трудность. Для выявления наиболее общих черт условий соленакопления в водах Северо-Сосьвинского грабена и изучения связей между отдельными компонентами состава использован метод множественной корреляции (оценка парных и частных коэффициентов корреляции). Различия в корреляционных связях между компонентами солевого состава вод, как по отдельным толщам осадков, так и в зависимости от нахождения их в той или иной гидрогеохимической зоне, дают возможность расшифровывать более определенно характер источников соленакопления и направление возможных процессов преобразования вод.

Характер корреляционных связей между основными солеобразующими компонентами рассмотрен на примере наиболее представительных выборок вод юрского и триасового комплексов. Корреляционные связи приведены отдельно для компонентов общего солевого состава и щелочных элементов. Значимость коэффициентов корреляции оценена при уровне 0,05.

Парные коэффициенты корреляции между компонентами солевого состава подземных вод хлоридно-кальциевого типа имеют следующие значения (табл. 2).

Таблица 2

Матрица интеркорреляций закрытых структур Нерохской площади

	Na <sup>+</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	HCO <sup>-3</sup>	Br
Na <sup>+</sup>	1,00	0,99	1,00	1,00	0,99	-0,74	0,99
Ca <sup>+2</sup>		1,00	1,00	1,00	1,00	-0,80	1,00
Mg <sup>+2</sup>			1,00	1,00	1,00	-0,79	1,00
Cl <sup>-</sup>				1,00	0,99	-0,77	1,00
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>					1,00	-0,84	1,00
HCO <sup>-3</sup>						1,00	-0,81
Br							1,00

Парные коэффициенты корреляции между компонентами солевого состава подземных вод гидрокарбонатно-натриевого типа имеют следующие значения (табл. 3).

Таблица 3

Матрица интеркорреляций промытых структур Нерохской площади

	Na <sup>+</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Mg <sup>+2</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	HCO <sup>-3</sup>	Br
Na <sup>+</sup>	1,00	0,99	0,98	1,00	0,44	1,00	0,26
Ca <sup>+2</sup>		1,00	0,97	0,99	0,46	0,99	0,16
Mg <sup>+2</sup>			1,00	0,98	0,48	0,99	0,32
Cl <sup>-</sup>				1,00	0,39	0,99	0,28
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>					1,00	0,46	0,18
HCO <sup>-3</sup>						1,00	0,25
Br							1,00

При рассмотрении парных коэффициентов корреляции между компонентами солевого состава вод закрытых и промытых структур внешней зоны бассейна отмечается прежде всего различие в характере связи содержания гидрокарбонат-иона с остальными компонентами (в первом случае эта связь обратная, во втором - прямая). Для вод тех и других отложений наиболее сильные связи отмечаются для Na, Cl и Br с минерализацией и соответственно брома с натрием и хлором. Корреляция Ca с Mg для вод всех структур практически прямая.

По характеру корреляционных связей компонентного состава воды закрытых структур аналогичны водам промытых отложений, юрские воды имеют больше сходства с триасовыми водами.

Характер корреляционных связей между щелочными и щелочноземельными элементами иллюстрируется на примере наиболее представительной выборки вод всего триасово-юрского комплекса. Их содержание коррелируется с рассмотренными ранее ионами Na, Ca и Cl. Парные коэффициенты корреляции между щелочными и щелочноземельными элементами состава подземных вод имеют следующие значения (табл. 4).

Таблица 4

Матрица интеркорреляции между щелочными и щелочноземельными элементами

	Na <sup>+</sup>	Ca <sup>+2</sup>	Cl <sup>-</sup>	HCO <sup>-3</sup>	Минерализация	Sr
Na <sup>+</sup>	1,00	0,82	1,00		0,98	0,82
Ca <sup>+2</sup>		1,00	0,78	0,83	0,91	1,00
Cl <sup>-</sup>			1,00		0,97	0,78
HCO <sup>-3</sup>				1,00		0,82
Минерализация					1,00	0,91
Sr						1,00

Результаты проведенного анализа позволяют сделать следующие выводы. Накопление в водах Sr происходит в результате тех же процессов, что и при накоплении Na и Ca, имеющих сильную положительную связь с Cl и минерализацией. Содержание HCO<sub>3</sub> и Br в закрытой структуре имеют сильные положительные связи между собой. Их накопление в значительной мере обусловлено, по-видимому, процессами преобразования органического вещества.

Поскольку содержание гидрокарбонат-иона меньше хлора и содержание магния, как правило, не превышает  $200 \text{ мг/дм}^3$ , общий солевой состав может быть охарактеризован тремя компонентами - Cl, Na и Ca, которые имеют почти функциональную линейную связь с величиной общей минерализации.

Поскольку вне зависимости от гидрогеохимической зоны и литофациального облика пород коэффициент корреляции Cl с минерализацией составляет 0,97, резкие изменения в содержании Na и  $\text{Ca}^{2+}$  при достижении  $18\text{-}20 \text{ г/дм}^3$  можно связывать с процессами катионного обмена на границе встречи вод морского генезиса с континентальными фациями, обменный комплекс которых обогащен кальцием [16]. Накопление хлоридов натрия и кальция можно объяснить лишь минерализацией остаточных седиментационных вод морских бассейнов, отжимавшихся в периоды максимального развития, морских трансгрессий на территории низменности.

Таким образом, приведенный анализ позволяет подтвердить, что, исходя из гидрохимических параметров и общих закономерностей, возможно проявление продуктивности в интервале 1722-1742 м, как наиболее гидрогеологически закрытой структуре Северо-Сосьвинского грабена. В данном интервале тип воды становится хлоридно-кальциевым, а коэффициент Na/Cl имеет наименьшие значения (см. табл. 1).

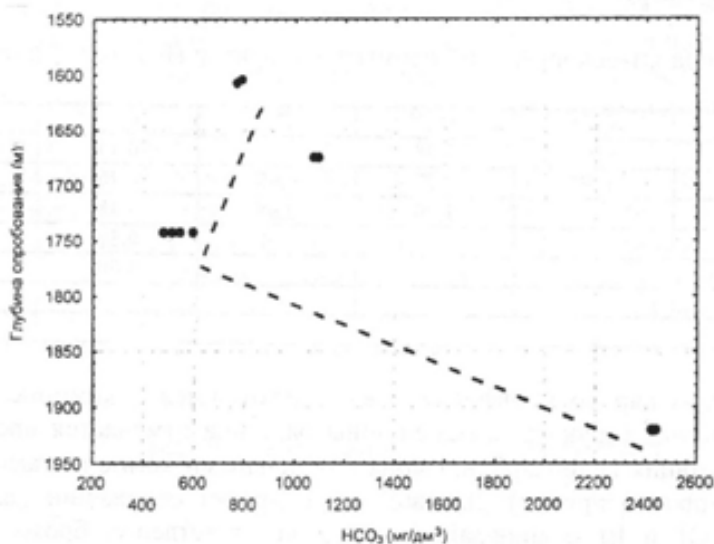


Рис. 3. Изменение содержания гидрокарбонатов

В указанном интервале происходит и закономерное снижение содержания гидрокарбонатов, что также подтверждает закрытость структуры (рис. 3).

#### Выводы

1. Гидрохимический разрез по Нерохской площади больше соответствует по своему химизму центральным областям Западно-Сибирского мегабассейна, что объясняется, по-видимому, литолого-структурными и гидродинамическими особенностями Северо-Сосьвинского грабена.

2. Исходя из гидрохимических параметров и общих закономерностей, возможно проявление продуктивности в интервале 1722-1742 м как наиболее гидрогеологически закрытой структуре.

3. Возможная продуктивность интервала 1722-1742 м подтверждается появлением солюционных вод пониженной минерализации и водами гидрокарбонатно-натриевого состава вверх по разрезу.

#### БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Виноградов А.П.** О хлор-бромном коэффициенте подземных вод // Докл. АН СССР. 1944. Т. 14. № 2. С. 1124-1128.

2. **Воды нефтяных и газовых месторождений СССР:** Справочник / Под ред. Л.М. Зорькина. М.: Недра, 1989. 382 с.: ил.

3. Гавриленко Е.С. Гидрохимические показатели нефтеносности по солевому и изотопному составам подземных вод. Киев: Наукова думка, 1965.
4. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / Под ред. Н.Н. Ростовцева. М.: Гостехиздат, 1958. 390 с.
5. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности - новой нефтяной базы СССР / Под ред. Н.Н. Ростовцева и А.А. Трофимук. Новосибирск: Изд-во Сиб. отд. АН СССР, 1963.
6. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, Н.Н. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. М.: Недра, 1975. 680 с.
7. Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России. Т. 2. / Гл. ред. В.П. Орлов. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. 477 с.
8. Матусевич В.М., Шубенин Н.Г., Цацульников В.Т. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири: Учебное пособие. Тюмень, 1991. С. 102.
9. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман Д.К. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. М.: Недра, 1971. 463 с.
10. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2: Западно-Сибирский бассейн / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук и др. Новосибирск, 1994. 201 с.
11. Нуднер В.А. Гидрогеология СССР. Том XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). М.: Недра, 1970. 368 с.
12. Региональные стратиграфические схемы мезозойских отложений Западной Сибири (приняты V Тюменским Межведомственным региональным стратиграфическим совещанием 18 мая 1990 г. и утверждены МСК СССР 30 января 1991 г.) и объяснительная записка к ним. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991.
13. Ставицкий Б.П. Промежуточный отчет по теме: "Гидрохимическая характеристика юрско-меловых резервуаров в связи с уточнением потенциальных ресурсов УВ на территории ЯНАО" / НИИГИГ. Тюмень, 1998.
14. Ставицкий Б.П., Матусевич В.М., Новикова Т.М., Культиков А.М., Сергиенко С.И., Смирнов Я.Б. Гидрогеология новых нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1971.
15. Ставицкий Б.П., Матусевич В.М., Новикова Т.М., Резник А.Д. Гидрогеология новых нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности (Новопортовское). Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1969.
16. Филатов К.В. Основные закономерности формирования химического состава подземных вод и поисковые признаки нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 304 с.

УДК 550.4:551.72:552.5(470.5)

А.В. Маслов, Г.А. Петров, М.Т. Крупенин

### СЕРЕБРЯНСКАЯ СЕРИЯ СРЕДНЕГО УРАЛА: К РЕКОНСТРУКЦИИ СОСТАВА РАЗМЫВАВШЕЙСЯ ВЕРХНЕЙ КОРЫ ПО ГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Реконструкция состава пород источников сноса традиционно проводится на основе данных изучения состава терригенных пород (конгломератов и песчаников) (В.П. Батулин, М.С. Швецов, С.Г. Саркисян, Л.Б. Рухин, В.Т. Фролов и др.). С середины 1980-х гг. к решению этой задачи все более широко привлекаются и материалы геохимического изучения тонкозернистых терригенных (алюмосиликокластических) пород – глинистых сланцев и аргиллитов [3, 6, 9 и др.]. Связано это с тем, что аргиллиты и глинистые сланцы характеризуются низкой проницаемостью для постседиментационных флюидов, существенно лучше перемешаны и гомогенизированы по сравнению с более крупнозернистыми отложениями и в целом для каждого конкретного отрезка времени удовлетворительно отражают усредненный состав палеоводосборов. Достоинством описываемого подхода является также и то, что он может быть использован для тех разрезов, где количество песчаников и конгломератов невелико или же они отсутствуют совсем.

Основными критериями при реконструкции состава пород водосборов (верхней коры) по геохимическим особенностям тонкозернистых алюмосиликокластических образований являются