

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РАЙОНОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А. Д. НАЗАРОВ, П. А. УДОДОВ, Н. М. РАССКАЗОВ, В. Г. БЫКОВ

В пределах нефтегазоносных площадей Томской области развиты разнообразные по химическому, газовому, изотопному и бактериологическому составам подземные воды, изучение которых имеет большое значение при поисках, разведке и эксплуатации залежей нефти и газа, водоснабжении городов и поселков и развитии гидроминеральной базы санаторно-курортного строительства и теплофикации.

Целью региональных нефтепоисковых гидрогеохимических исследований является оценка перспектив неизученных территорий или уточнение перспектив территорий с выявленной нефтегазоносностью. Так, например, в настоящее время в Томской области встал вопрос оценки перспектив нефтегазоносности Обь-Енисейского междуречья и верхних гидродинамических зон Обь-Иртышского междуречья.

Формирование вод нефтяных и газовых месторождений и самих месторождений тесно связано с гидрогеологическими и палеогидрогеологическими условиями, которые для каждого объекта могут быть различными, так как участие седиментационных, древних и современных инфильтрационных вод в формировании вод различных районов и даже месторождений неодинаково.

Наиболее благоприятными условиями для длительного сохранения залежей нефти и газа является затрудненный водообмен или повышенная, резко угнетающая развитие микрофлоры температура.

В таких условиях воды нефтяных и газовых месторождений обычно имеют повышенную общую минерализацию и повышенное содержание хлоридов (кальция и натрия, брома и аммония). Однако известны случаи (север Западной Сибири, Кавказ и другие), когда залежам нефти и газа сопутствуют низкоминерализованные воды с повышенным содержанием сульфатов и гидрокарбонатов. Не исключена возможность встречи в слабоминерализованных водах месторождений нефти и газа и в восточных районах Западной Сибири.

И даже в области развития слабоминерализованных вод часто можно встретить участки со значительным повышением минерализации, что обусловлено интенсивностью водообмена, связанного, в свою очередь, с различной флюидопроводимостью пород. Следовательно, при отрицательной оценке перспектив нефтегазоносности необходимо иметь данные о площадном распределении значений коэффициента проницаемости.

Анализ фактического материала показывает, что в пределах Том-

ской области довольно четко выделяются три гидрогеохимические зоны, существенно отличающиеся по условиям формирования [16].

В верхней, хорошо промытой инфильтрационными водами зоне на Обь-Иртышском междуречье отложения представлены песчано-глинистыми морскими и континентальными породами кайнозоя. На Обь-Енисейском междуречье эта зона опускается уже в верхнемеловые и за пределами области в нижнемеловые и юрские отложения. Воды этой зоны пресные гидрокарбонатно-натриевые или кальциевые с азотным или метановым (в торфяниках) составом растворенных газов. Содержание аммония достигает 10 мг/л, брома — в пределах чувствительности метода. При вскрытии водоносных горизонтов на глубине 280—380 м (Колпашево, Александрово) отмечается выделение газов [14, 6].

Вторая, менее промытая зона приурочена к песчано-глинистым континентальным (покурская свита и ее аналоги) и морским (киялинская, тарская, куломзинская свиты и их аналоги) отложениям верхнего и нижнего мела. Эта зона изолирована от верхней на Обь-Иртышском междуречье мощной водоупорной толщей эоценверхнемеловых морских глин. В северо-западном направлении и с глубиной наблюдается закономерная смена солоноватых гидрокарбонатных и гидрокарбонатно-хлоридных натриевых метаново-азотных вод солеными и крепко-солеными хлоридно-натриевыми и кальциево-натриевыми с азотно-метановым и метановым составом растворенных газов. В этом же направлении увеличивается содержание аммония (до 35 мг/л), брома (до 95 мг/л), тяжелых углеводов (до 3,7%). На формирование вод данной зоны оказали влияние свободные талассогенные и метеогенные воды и поровые растворы как вмещающих, так и перекрывающих отложений [6, 14—19]. Сказалось также влияние процессов метаморфизации и преобразования вод и захороненного органического вещества, а местами и вертикальная миграция флюидов. Область развития смешанных вод уходит на запад за пределы Колпашевского района. Результатом воздействия этих вод можно считать разрушение небольшой залежи углеводов на Колпашевской площади (Б—Р) в отложениях тарской свиты. На Обь-Енисейском междуречье основное влияние оказали процессы метаморфизации инфильтрационных вод и захороненного органического вещества, так как здесь отложения данной зоны формировались в континентальных условиях. Результатом этого является распространение солоноватых и соленых вод с метановым составом растворенных газов. В этой зоне на Обь-Иртышском междуречье выявлен ряд продуктивных пластов группы БВ, АВ и ПК.

Нижняя гидрогеохимическая зона с весьма замедленным водообменом приурочена к юрским отложениям и верхней части фундамента и изолирована почти во всей области от вышележащих отложений мощной валанжин-берриас-верхнеюрской толщей глин. Зона характеризуется широким развитием рассольных (36—80 г/л) хлоридно-натриевых метановых вод с содержанием аммония до 150 мг/л, брома — до 153 мг/л и тяжелых углеводов — до 5,7%. И лишь вблизи внешних областей питания рассолы сменяются менее минерализованными водами, а метановые газы — азотно-метановыми. Граница зоны с наличием углеводов протягивается на востоке примерно по линии Ванжилькынак — Максимкин Яр — Песочно-Дубровка. Формирование вод происходило под влиянием сингенетических метеогенных (нижняя — средняя юра), морских (верхняя — средняя юра) и инфильтрационных (вдоль обрамления) вод, процессов метаморфизации органического вещества и миграции флюидов из фундамента. В этой зоне выявлены продуктивные пласты группы Ю и М [6, 14—19].

Таким образом, в результате сложных гидрогеологических и палеогидрогеологических условий сформировались современная вертикаль-

ная и горизонтальная гидрогеохимические зональности, проявляющиеся в закономерном увеличении сверху вниз по разрезу и с юго-востока на северо-запад (по площади) минерализации, хлоридов натрия и кальция, газонасыщенности, углеводородных газов, аммония, брома. В этом же направлении улучшают условия сохранения залежей нефти и газа. Вообще, можно сказать, что вторая и третья зоны с замедленным и весьма замедленным водообменом характеризуются благоприятными условиями, ухудшаясь лишь в зоне смешения вод. Это подтверждают и открытые месторождения нефти и газа [19].

Однако кроме благоприятных условий необходим еще источник углеводородов. По мнению большинства сибирских и других ученых источниками нефти и газа пластов Ю-I, Ю-II и пластов групп БВ, АВ и ПҚ являются нефтематеринские средне-верхнеюрские и нижнемеловые отложения [5, 10, 11]. Вопрос же об образовании нефти и газа в пресноводных юрских отложениях и поступления их из фундамента является открытым. В этом отношении заслуживает внимания вопрос формирования рассолов. По мнению одних исследователей (Н. Н. Ростовцев, Б. П. Ставицкий и др.), образование рассолов обусловлено процессами метаморфизации (концентрации) вод, по мнению других — рассолы поступили из соленосных кембрийских отложений фундамента [6, 20]. Аномальное залегание рассолов, особенно в куломзинской свите, среди вод Западно-Сибирского артезианского бассейна и рост минерализации в основном за счет хлоридов натрия позволяет предполагать возможность поступления рассолов из фундамента по тектоническим нарушениям. Поэтому формирование залежей нефти и газа на Обь-Енисейском междуречье может быть связано как с образованием углеводородов в пресноводных юрских отложениях (хотя в настоящее время еще трудно судить о масштабах такого нефтеобразования), так и с поступлением их по тектоническим нарушениям. Наличие в составе растворенных газов тяжелых углеводородов, а в водах органического вещества нефтяного ряда и углеводородокисляющих бактерий (Северо-Колпашевская площадь) указывает на возможность образования в юрских отложениях Обь-Енисейского междуречья скоплений нефти и газа. В то же время открытие залежей углеводородов на контакте с палеозойскими породами указывает на возможность миграции их из фундамента [3, 6, 16].

Многие исследователи (В. А. Кротова и др.) уже давно отмечали важное значение тектонических нарушений в образовании месторождений нефти и газа [12, 13]. Подтверждением этого в Томской области может служить наличие углеводородных залежей в покурской и ипатовской свитах (Северное месторождение).

Поэтому при поисках нефти и газа на Обь-Енисейском междуречье первоочередного внимания заслуживают структуры, находящиеся вблизи или связанные с крупными тектоническими нарушениями.

То же самое можно сказать о перспективах нефтегазоносности верхней части второй гидрогеохимической зоны на Обь-Иртышском междуречье.

Таким образом, из вышеизложенного видно, что традиционные гидрогеологические показатели нефтегазоносности, такие как минерализация, хлор-кальциевый тип, йод, бром, аммоний и газовый состав, являются региональными показателями, применимыми лишь для оценки перспектив нефтегазоносности.

На поисковой же стадии область этих показателей резко ограничена, так как целью гидрогеохимических исследований на данной стадии уже является оценка продуктивности отдельных структур как до, так и в процессе, и после окончания бурения скважин. Поэтому в данном

случае используются такие гидрогеохимические показатели, изменения которых обусловлены в основном миграцией компонентов нефти и газа из залежи. К ним можно отнести упругость растворенных газов, содержание тяжелых углеводородов, бензолов, органических кислот, изотопов углерода, азота и водорода, некоторых микрокомпонентов (ванадия, никеля, фосфора и др.), бензолкисляющих бактерий, брома, аммония и др. [12, 14, 15, 18].

К сожалению, нужно констатировать, что закономерности изменения этих показателей вблизи залежей вообще, а в условиях Западной Сибири, в частности, еще слабо изучены. Обычно на процесс обмена составными компонентами между водой и нефтью накладываются отпечатки другие процессы, и влияние залежей часто улавливается лишь с помощью высокочувствительных методов и поэтому большое значение приобретает качество опробования горизонтов и отбора пробы воды.

В пределах Томской области наблюдается увеличение вблизи залежей углеводородов газового фактора до 5 и более и тяжелых углеводородов — до 2—20%.

Не ясен еще вопрос распределения вблизи нефти и газа брома и аммония. Если раньше считалось, что они накапливаются под влиянием углеводородов, то в последнее время доказано, в том числе и для Западной Сибири, определяющее влияние процессов метаморфизации. Это подтверждается и фактическим материалом. Так, если в верхней гидрогеохимической зоне содержание брома находится в пределах чувствительности методов анализа, а аммония в пределах от 0,1 до 10 мг/л, то во второй зоне содержание их повышается соответственно до 95 и 35 мг/л и в третьей — до 153 и 150 мг/л. Вопрос же влияния углеводородных залежей, которые к тому же характеризуются более застойными по отношению к другим участкам пласта условиями, остается до сих пор не выясненным. Здесь большую роль может сыграть изучение изотопов азота [15, 19].

В распределении микрокомпонентов в подземных водах также наблюдается возрастающее влияние процессов концентрации с глубиной. Известны работы (Л. К. Гуцало, В. А. Кривошея) по Днепровско-Донецкой впадине, в которых высказывается мысль о поисковом значении стронция [9]. Однако последний находится в парагенетической ассоциации с кальцием и скорее является показателем более застойных условий ловушек. Поисковое значение ванадия и никеля также еще не ясно. По мнению М. С. Гуревича, для Западной Сибири не наблюдается взаимосвязи микрокомпонентов с углеводородами [8].

Большую перспективу, однако очень сложную методику анализа, имеет изучение органического вещества вод. Имеющиеся материалы по органическому составу подземных вод нефтяных и газовых месторождений позволяют наметить в качестве более перспективных показателей содержание бензола, жирных кислот и органического фосфора.

В настоящее время в нефтепоисковых целях широко проводятся изотопные (по углероду, водороду, кислороду, азоту и т. д.) и микробиологические исследования. В распределении дейтерия отмечается закономерное увеличение его с глубиной. Вопрос же распределения его вблизи залежей остается открытым. По мнению И. В. Гринберга и М. Е. Петриковской (флотационный метод анализа), воды обогащаются дейтерием, по мнению других — они обедняются, по мнению третьих — изотопного обмена не происходит [1, 2, 7]. Исходя из теоретических предпосылок, изотопный обмен между водой и углеводородами должен происходить в ту или иную сторону в зависимости от смещения изотопного равновесия. По нашим данным, полученным активационным методом, отмечается увеличение содержания дейтерия в водах с глубиной от 0,0140 до 0,0148 ат %, что обусловлено увеличением доли талассо-

генных вод. Однозначного влияния залежей нефти не отмечается. Поэтому дейтерий следует считать региональным показателем [17].

Нами также, совместно с кафедрой горючих ископаемых ТПИ и СНИИГГИМСом, начаты исследования по распределению изотопов углерода вод и газов в региональном плане и вблизи залежей нефти и газа. В настоящее время проводятся глубинная и поверхностная изотопные съемки, целью которых являлось выявление фронта миграции углеводородов из залежи. Теоретической предпосылкой проведенных исследований явились различия изотопного состава нефтяных газов от других биохимических и метаморфических газов, увеличение содержания тяжелых изотопов в сторону гомологов метана (работы И. В. Гринберга, Ф. А. Алексеева, Э. М. Галимова и других советских и зарубежных авторов) и возможность миграции углеводородов вплоть до поверхности (работы В. А. Соколова, П. А. Антонова, Ф. А. Алексеева, Г. А. Могилевского и др.) [4, 6, 7].

По нашим данным установлена вертикальная миграция углеводородных, в том числе тяжелых, газов из глубокозалегающих нефтегазовых отложений. Региональная газовая зональность глубоких горизонтов в общих чертах отражается в газовом составе первого от поверхности выдержанного водоносного горизонта. На таком региональном фоне залежи углеводородов и зоны разрывных нарушений фиксируются в виде аномалий по углеводородным газам и микрофлоре. Результаты этих исследований позволили разработать методику гидрогазобиохимических поисков месторождений нефти и газа в характеризуемом регионе, рекомендованную производственным организациям.

Учитывая, что в настоящее время наступает более трудный этап — этап поисков литологических, стратиграфических и тектонически экранированных залежей, разработка гидрогеохимического метода имеет большое значение.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ф. А. Алексеев, В. В. Концова. К геохимии дейтерия в подземных водах. Сб. «Прямые методы поисков нефти и газа». М., «Недра», 1964.
2. Б. С. Брезгунов, Л. С. Власова, В. Н. Сойфер. Изотопный состав водорода подземных вод и нефтей в связи с их происхождением. «Геохимия», 1968, № 1.
3. В. С. Вышемирский. О возможности нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности. Кн. «Проблемы нефтегазоносности Сибири». «Наука», 1971.
4. Э. М. Галимов. Геохимия стабильных изотопов углерода. М., «Недра», 1968.
5. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности (под ред. Н. Н. Ростовцева), Л., Гостоптехиздат, 1958.
6. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. М., Изд-во АН СССР, 1959.
7. И. В. Гринберг, М. Е. Петриковская. Исследование изотопного состава органического вещества горючих ископаемых. Киев, «Наукова думка», 1965.
8. М. С. Гуревич. Редкие и рассеянные элементы в артезианских водах. Бюллетень ВСЕГЕИ, № 2, 1960.
9. Л. К. Гуцало. Применение статистического анализа для выявления гидрогеохимических показателей нефтегазоносности локальных структур. «Известия АН СССР, серия геол.», № 2, 1970.
10. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГИМС, вып. 132, 1972.
11. А. Э. Конторович и др. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности. М., «Недра», 1971.
12. В. А. Кротова. Гидрогеологические критерии нефтеносности. Л., Гостоптехиздат, 1960.
13. В. А. Кротова. Роль зон разгрузки подземных вод в формировании углеводородных скоплений и их нефтепоисковое значение. «Советская геология», № 3, 1966.
14. А. Д. Назаров. К характеристике состава подземных вод районов бурогольных месторождений Назаровской впадины и нефтегазовых районов Томской области. Кн. «Геология и полезные ископаемые Восточной Сибири». Иркутск, 1971.

15. А. Д. Назаров. Распределение аммония в подземных водах месторождений горючих полезных ископаемых юго-восточной части Западно-Сибирской низменности. Сб. «Геология», Томск, Изд-во Томск. ун-та, 1973.

16. А. Д. Назаров. Районирование территории Томской области по условиям формирования химического состава минеральных вод. Тезисы докладов VII совещ. по подз. водам Сибири и Д. Востока, Иркутск — Новосибирск, 1973.

17. А. Д. Назаров, В. Г. Иванов, В. Е. Ветштейн. Оценка перспектив нефтегазоносности территории Томской области по изотопному составу водорода подземных вод. Матер. XI научной аспирантско-студенческой конф., Новосибирск, 1973.

18. А. Д. Назаров. Перспективы нефтегазоносности территории Томской области по гидрогеохимическим показателям. Материалы XI научной аспирантско-студенческой конференции. Новосибирск, 1973.

19. А. Д. Назаров. Минеральные лечебные и промышленные воды Томской области. Сб. «Вопросы изучения курортных ресурсов и организации санаторно-курортного лечения в Сибири и на Д. Востоке». Вып. 2, Томск, 1974.

20. Ю. К. Смоленцев. К вопросу формирования рассолов в палеозойских и мезозойских отложениях Западно-Сибирского артезианского бассейна. Труды межвуз. конф. по гидрогеохим. и палеогидрогеол. методам. Томск, 1969.