

ОРЕОЛЫ РАССЕЯНИЯ НЕОРТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

А. С. Зингер, А. К. Жуков, А. С. Курганова

Министерство геологии СССР
Ниже-Волжский научно-исследовательский институт
геологии и геофизики

А. С. Зингер, А. К. Жутовт, А. С. Кудинова

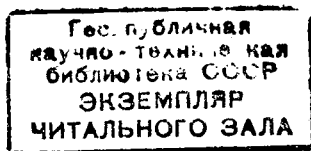
ОРЕОЛЫ РАССЕЯНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Издательство Саратовского университета
1973

В книге рассматриваются масштабы пластовой и вертикальной миграции компонентов нефти и газа, отраженные в изменениях органического вещества и газовой составляющей подземных вод. Устанавливается сфера прогнозного действия прямых гидрогеохимических показателей нефтегазоносности. в значительной мере определяется эффективность их практического использования на различных этапах и стадиях поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Анализируются роль и влияние различных факторов, в том числе размеров залежей, литологического состава пород, слагающих месторождения, характера и степени дизъюнктивной нарушенности, динамики вод на масштабы пластовой и вертикальной миграции компонентов и форму фиксируемых ореолов. Значительное внимание уделяется методам анализа масштабов ореольного рассеяния и направлений миграции, а также малонзученной проблеме сохранения залежей в течение геологического времени их существования. Предложена классификация подземных вод нефтегазоносных областей по степени влияния, оказываемого на них залежами нефти и газа.

Книга подготовлена к опубликованию отделом научно-технической информации НВНИИГГ, предназначена для геологов, геохимиков и гидрогеологов, занимающихся поисками и разведкой месторождений нефти и газа, а также вопросами происхождения нефти.



ВВЕДЕНИЕ

Изучение миграции химических элементов, ореолов (или потоков) рассеяния их составляет теоретическую основу всех разновидностей геохимических методов поисков различных полезных ископаемых, в том числе нефти и газа.

Широкое развитие и признание геохимические и гидрохимические методы получили при поисках и разведке рудных полезных ископаемых. Удельный вес этих методов, особенно гидрохимического, при поисково-разведочных работах на нефть и газ еще крайне мал. Вместе с тем, современный уровень знаний в области нефтепоисковой гидрогеохимии указывает на принципиальную возможность использования ее для решения ряда проблем нефтепоисковой геологии, среди которых важнейшими являются: прогноз нефтегазоносности новых регионов, определение наиболее перспективных направлений поисков в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью, оценка продуктивности локальных структур и, наконец, поиски пропущенных залежей нефти и газа.

Успешная реализация указанных возможностей нефтепоисковой гидрогеологии и эффективное использование гидрогеохимических показателей на различных этапах и стадиях поисково-разведочных работ невозможна без предварительных исследований масштабов пластовой и вертикальной миграции компонентов из залежей нефти и газа.

Богатый опыт поисков рудных месторождений полезных ископаемых, а отчасти и поисков залежей нефти и газа, показывает, что размеры и форма ореолов рассеяния зависят прежде всего от литолого-петрографического состава пород, слагающих месторождения, гидрогеологических и термодинамических условий миграции, характера дизъюнктивных нарушений. Не менее существенное значение имеют и физико-химические свойства мигрирующих компонентов.

Определение роли и значения указанных факторов и, в конечном итоге, установление масштабов пластового и вертикального ореолов влияния нефтяных, газонефтяных и газовых залежей для различных геолого-тектонических и гидрогеологических условий их существования составляет основную задачу настоящей работы.

В разработанном ранее комплексе критериев прогноза нефтегазоносности локальных структур (А. С. Зингер, 1966) несомненную генетическую связь с нефтью и газом имеют показатели содержания органического вещества и газовая составляющая подземных вод, в связи с чем определение ореольного влияния залежей проводилось по результатам исследования именно этих групп показателей. Ионно-солевой состав подземных вод (включая микрокомпоненты) не анализировался. В работе рассмотрены также некоторые вопросы, представляющие главным образом теоретический интерес. К ним относится, например, малоисследованная проблема сохранения залежей нефти и газа на протяжении геологического времени.

Введение, главы I, II, VI, VIII, IX написаны А. С. Зингером; III, V, VII — А. С. Зингером и А. К. Жутовт, IV — А. С. Зингером и А. С. Кудиновой, которой также выполнены термодинамические расчеты направлений миграции газообразных и жидких мигрантов залежей. Интерпретация результатов исследования органического вещества вод и пород методом инфракрасных спектров поглощения проведена при участии Т. Э. Кравчик.

Авторы глубоко благодарны проф. К. А. Машковичу, проф. В. А. Соколову, проф. А. А. Карцеву, ознакомившимся с рукописью книги и сделавшим ценные замечания.

ГЛАВА I СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ОРЕОЛОВ РАССЕЯНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

ИЗ ИСТОРИИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Важность изучения зон рассеяния, образующихся вокруг месторождений полезных ископаемых как следствие процесса миграции составляющих их элементов и соединений, оценена геологами примерно в 20-х годах текущего столетия.

На основе анализа кларков отдельных элементов земной коры В. И. Вернадский еще в 1922 г. выдвинул идею рассеяния химических элементов и ввел понятие о геохимических областях-участках, отличающихся накоплением некоторых элементов выше среднего кларка земной геосферы.

Общий анализ понятия «ореол рассеяния» и классификацию ореолов впервые в мировой литературе провел Н. И. Сафронов (1936). Различные генетические типы ореолов рассеяния выделял А. Е. Ферсман (1940), наметивший пути и возможности использования их в практике геологоразведочных работ. Широкую известность и признание получили работы А. П. Виноградова (1954, 1957), А. А. Саукова (1951), Е. А. Сергеева (1946), А. П. Соловова (1959), И. И. Гинзбурга (1952), С. С. Смирнова (1954), Н. А. Бродского (1957) и др. Трудami этих ученых созданы биогеохимический, металлометрический и гидрогеохимический методы поисков твердых полезных ископаемых.

Идея геохимического метода поисков месторождений углеводородов, базирующаяся на представлении о существовании газовых ореолов рассеяния, высказана в 1929 г. В. А. Соколовым и обоснована им в серии статей 1932 года. Несколько позже были разработаны и другие геохимические методы поисков нефти и газа, в том числе люминесцентнобитуминологический (В. Н. Флоровская, В. Г. Мелков), бактериологический (Г. А. Могилевский), почвенно-геохимический (В. Н. Ковда, П. С. Славин) и некоторые другие.

Аналогичное направление в развитии геохимических мето-

дов поисков нефти и газа, как сообщает С. Дж. Пирсон (1962), запатентовано в США и Германии соответственно в 1932 и 1933 гг. Эти методы внедрены в США в 1935 г. благодаря работам Э. Э. Розера и Л. У. Блау. За последние годы, по данным С. Дж. Пирсона, геохимические исследования приобрели важное значение в большинстве американских нефтяных исследовательских лабораторий, не только при разработке новых методов прямых поисков нефти, но также для оценки геологического возраста пород, определения нефтематеринских свит, исследования процессов миграции нефти и газа, их накопления, происхождения и т. д.

В 30-х годах были предложены и гидрохимические методы поисков нефти и газа, основанные на изучении ионно-солевого состава и газовой составляющей подземных вод. Созданное В. А. Сулиным (1935) учение о водах нефтяных месторождений явилось основой для дальнейшего развития теории и методики прогноза нефтегазоносности по гидрохимическим показателям в работах А. А. Варова, Л. А. Гуляевой, Е. А. Барс, А. А. Карцева и др. В то же время В. П. Савченко, Н. И. Ростовцев, М. С. Гуревич, А. Л. Козлов и др. (базируясь на теоретических представлениях академика В. И. Вернадского) предложили метод поисков газовых и нефтяных месторождений, основанный на изучении растворенных в подземных водах газов. Дальнейшее развитие данное направление нефтепоисковой гидрогеологии получило в трудах В. В. Белоусовой, Н. А. Черепенникова, Е. Е. Беляковой, Б. Б. Митгарц, Э. Е. Лондон, В. Н. Корценштейна и ряда других исследователей в 50-х годах, когда началось широкое внедрение этого нового метода.

В последнее время важное значение в нефтепоисковом отношении приобретают исследования водорастворенного органического вещества, являющиеся самостоятельным направлением нефтепоисковой гидрогеологии. Здесь наиболее известны работы М. Е. Альтовского, Е. А. Барс, А. С. Зингера, В. М. Швеца, Н. Т. Шабаровой, С. С. Коган, Е. Л. Быковой, Т. И. Александровой.

НЕКОТОРЫЕ ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ ПОИСКОВОЙ ГЕОХИМИИ

Первые разработки геохимических методов поисков различных полезных ископаемых были начаты почти одновременно. Однако, если геохимические методы поисков рудных ископаемых, особенно в форме металлотрической съем-

ки, как отмечал В. С. Смирнов еще в 1954 г., прочно вошли в практику, то при поисках и разведке нефти и газа они все еще играют подчиненную роль. По мнению А. А. Карцева (А. А. Карцев, З. И. Табасаранский, М. И. Суббота, Г. А. Могилевский, 1954), это связано с тем, что между геохимическими методами поисков нефти и газа и такими же методами поисков рудных месторождений существуют большие различия, обусловленные специфическими особенностями нефти и газа как минералов. Это своеобразие заключается в сравнительно более слабой связи с вмещающими и окружающими их породами, чем это наблюдается для руд, и в решающей роли тектонического фактора при образовании их залежей. С этими аргументами нельзя не согласиться. Более того, можно подчеркнуть, что в ряде случаев процессы, приводящие к формированию зон рассеяния, и факторы, определяющие закономерности их распределения, для месторождений полезных ископаемых различных типов могут быть существенно различны. И тем не менее между геохимическими методами поисков рудных полезных ископаемых и залежей углеводородов имеется много общего:

1. Геохимические методы поисков рудных месторождений и залежей нефти и газа основаны на выявлении и интерпретации ореолов и потоков рассеяния, создающихся вокруг месторождений и генетически с ними связанных.

2. Теоретической основой всех разновидностей геохимических методов поисков является учение о миграции химических элементов и соединений. Ореолы и потоки рассеяния как рудных месторождений, так и углеводородов, образуются под влиянием внешних и внутренних факторов миграции.

3. Процессы миграции приводят как к формированию, так и к разрушению месторождений всех известных полезных ископаемых.

Общее для них: образование в процессе формирования месторождений — первичных (сингенетических) и в процессе их разрушения — вторичных (эпигенетических) ореолов рассеяния.

4. Ореолы и потоки рассеяния, образованные рудными месторождениями и залежами нефти и газа, содержат весьма малые концентрации тех или иных элементов, которые, как правило, не могут быть зафиксированы без применения специальных методов анализа, что также составляет одну из общих специфических сторон геохимических методов поисков различных полезных ископаемых.

Отмеченные обстоятельства определяют необходимость

учета богатого опыта геохимических методов поисков рудных полезных ископаемых и использования его при поисках и разведке залежей нефти и газа по создаваемым ими ореолам рассеяния.

а) Определение понятий «фон» и «ореолы рассеяния»

Академик В. И. Вернадский подчеркивал, что наиболее характерным для всех известных химических элементов является состояние рассеяния. Причем для подавляющего количества химических элементов число атомов, находящихся в состоянии рассеяния, во много раз превышает их число, заключенное в месторождениях. Отсюда вытекает, что среднекларковые содержания элементов «в земной коре в целом, или в отдельных ее оболочках должны довольно точно соответствовать среднему содержанию тех же самых элементов в тех же объектах в состоянии рассеяния» (А. А. Сауков, 1963). Средние содержания данного элемента в породах, водах или подземных атмосферах изучаемого района, обычно, называют натуральным фоном или нормальным полем элемента. Важно подчеркнуть то обстоятельство, что когда говорят о кларке элемента и литосфере, подразумевают среднее его содержание для каждой из этих геосфер. В случае натурального фона обычно ограничиваются относительно небольшим районом, представляющим в геологическом отношении единое целое. Необходимо отметить неоднозначность в определении понятия «фоновые содержания».

Отображая количественное распределение металла на площади вокруг рудопоявления, фон, по определению И. И. Гинзбурга (1957), представляет собой «поле с равномерно распределенным содержанием металла». Н. М. Муканов и Г. И. Россман (1960) под фоновыми содержаниями понимают «наиболее часто встречающиеся концентрации металлов в неизменных породах». Среди геохимиков, занимающихся поисками нефти и газа, распространены следующие определения фона. А. А. Карцев, З. А. Табасаранский, М. И. Суббота, Г. А. Могилевский (1954) под газовым фоном понимают «широко распространенные низкие концентрации газа, характерные для нефтеносных площадей». Аналогичное определение фона дано в работе Г. Г. Григорьева, М. И. Субботы, И. М. Туркельтауба, Б. П. Ясенева (1954). В одной из последних монографий В. А. Соколова и Г. Г. Григорьева (1962) в определе-

нии понятия фон уже не включается оценка концентраций газов, его составляющих.

Указывая на необходимость отдельного выделения фона надпочвенных и верхних слоев коренных пород, с одной стороны, и глубинного газового фона, с другой, авторы пишут: «...фон представляет собой концентрации рассеянных углеводородных и других газов». В этом определении заложен уже генетический смысл, указывающий на происхождение фоновых концентраций газа.

В отличие от натурального геохимического фона под ореолами рассеяния обычно понимают зоны повышенных концентраций тех или иных элементов в горных породах, растениях или подземных водах вблизи месторождений, с которыми они генетически связаны. По аналогии с кларком концентраций, введенным В. И. Вернадским для месторождений, А. А. Сауков для ореолов рассеяния предложил коэффициент аномальности ($K_{ан}$), представляющий отношение концентраций элемента, в пределах ореола (C) к концентрации за его пределами (N), т. е. $K_{ан} = \frac{C}{N}$.

В зависимости от способа образования ореолов рассеяния, т. е. в зависимости от формы миграции химических элементов из месторождения, различают механические, водные, газовые и биогенные ореолы. Механические образуются в результате переноса элементов механическим путем в форме обломков горных пород, руд и минералов. Водные наблюдаются в водах, дренирующих месторождения. Характерные элементы здесь находятся в растворенном состоянии. Газовые образуются в окружающих месторождение породах и насыщающих их водах в результате миграции элементов в газообразной форме. Биогенные связаны с существенной ролью живого вещества в процессах миграции химических элементов.

б) Формы фиксируемых аномалий

Вопрос о форме ореолов рассеяния имеет важное теоретическое и прикладное значение. Форма аномалий позволяет судить о механизме миграции мигрантов залежей и в совокупности с другими признаками является основным указателем места заложения скважин.

Формы фиксируемых газовых аномалий весьма подробно рассмотрены в уже упоминавшейся работе В. А. Соколова и Г. Г. Григорьева (1962). В соответствии с расчетными форму-

лами П. Л. Антонова (1950), для некоторых простейших форм самого источника газа при условии миграции газа в однородной среде, аномалии, по мнению указанных авторов, могут иметь формы, представленные на рис. 1. В реальных природ-

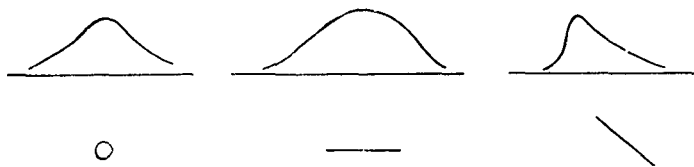


Рис. 1. Форма газовых аномалий в однородной среде

Внизу — источник газа, вверх — аномалии.

ных условиях, когда проницаемость горных пород крайне неоднородна, действительные кривые распределения мигрирующих газов могут сильно отличаться от приведенных выше кривых для однородной среды. Чем меньше проницаемость какого-либо участка толщи горных пород, тем меньшей интенсивностью обладает здесь и миграционный газовый поток и наоборот: На рис. 2 представлены примеры газовых аномалий, полученных в поверхностных слоях на нефтегазоносных площадях. Лишь в сравнительно редких случаях форма и расположение аномалий приблизительно соответствуют тому, что можно было ожидать, если бы толща пород являлась более или менее однородной средой для миграции газов. Трещины и нарушения, являющиеся, по мнению В. А. Соколова и Г. Г. Григорьева, хорошими проводящими путями для газов, несомненно, оказывают влияние на форму газовых аномалий. При значительной степени нарушенности и интенсивной миграции газов по трещинам газовая аномалия принимает своеобразный вид линейных резких максимумов, приуроченных к нарушениям (рис. 3).

В более поздней работе В. А. Соколов (1966) отмечает, что форма газовых аномалий бывает различной, но общий их характер сводится к двум основным типам, У первого типа аномалий более высокие концентрации сосредоточены в центральной ее части. Второй тип — это кольцевые аномалии («хало-эффект»), у которых более высокие концентрации сосредоточены на периферии. О природе кольцевых аномалий высказывались различные суждения. Форма этих аномалий, по-видимому, обусловлена или весьма низкой проницаемостью пород, покрывающих залежь, или тектоническими подвижками блоков, содержащих залежи, что приводит к более интенсивной миграции газов по нарушениям.

Значительное внимание анализу форм ореолов рассеяния газоотдающих источников уделено в работе А. А. Карцева и В. П. Шугрина (1964). Авторы также констатируют, что на форму ореола рассеяния влияют такие мощные факторы, как наличие разломов и трещин, чередование пластов, имеющих разные литологические свойства, движение, хотя и медленное, подземных вод. Разнообразные природные условия, различные виды миграции газов от газоотдающего источника приводят к тому, что ореол рассеяния приобретает искаженную, сложную форму, особенно в поверхностной зоне.

Интересные формы ореолов рассеяния, в зависимости от вида миграции через вмещающие породы, приводит Х. Э. Хоукес (1954), выделяя следующие формы рассеяния: 1) ореол — более или менее симметричное рассеяние, сосредоточенное вокруг месторождения; 2) веер — одностороннее рассеяние, расходящееся в направлении от источника; 3) шлейф — рассеяние, которое следует хорошо обозначенной системе каналов, обычно являющихся путями поверхностного стока.

Очень подробно рассеяние металлов в различных по литологическому составу вмещающих породах рассмотрено

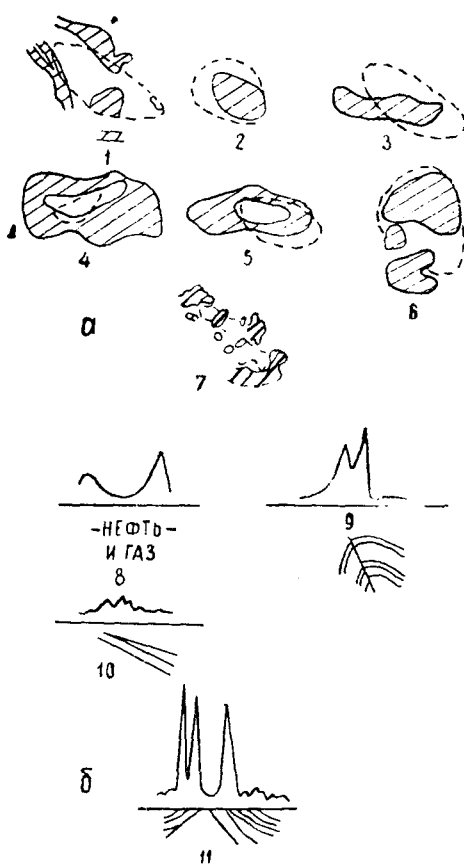


Рис. 2. Примеры газовых аномалий в поверхностных слоях на газонефтяных площадях

Площади: 1 — Шебелинская; 2 — Кумдагская; 3 — Ключевская; 4 — Кожемякинская; 5 — Жуковская; 6 — Яблоневская; 7 — Ишимбайская; 8 — Калининская; 9 — Андиганская; 10 — Зыбыкинская; 11 — Верхне-Чекупская.

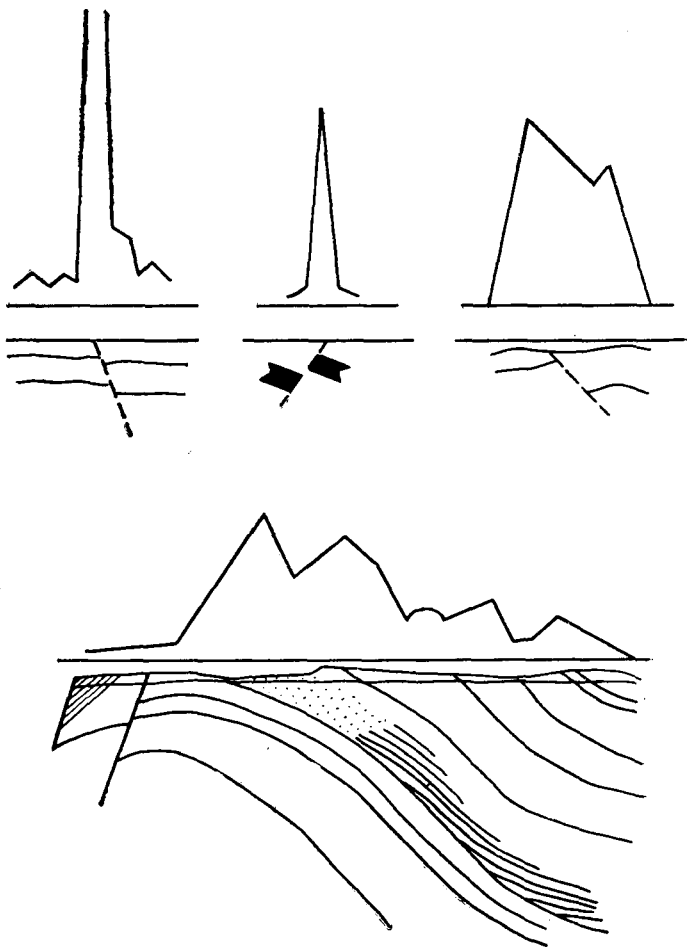


Рис. 3. Газовые аномалии, приуроченные к нарушениям и выходам нефтеносных пластов.

Х. Т. Моррисом (Х. Т. Моррис и Т. С. Ловеринг, 1954). Полученный ими фактический материал указывает на однообразие форм ореолов рассеяния и на близкое сходство кривых размещения тяжелых металлов с теоретическими кривыми рассеяния. Это дает Х. Т. Моррису основание предполагать, «что концентрация следов тяжелых металлов в относительно ненарушенных боковых породах является результатом диффузии».

Большое внимание рассматриваемому вопросу уделено в

широко известной работе А. И. Саукова (1963), где, в частности, подробно анализируются внешние и внутренние факторы миграции, определяющие различные формы ореолов рассеяния.

Как отмечает А. А. Сауков, в простейшем случае ореолы рассеяния развиваются за счет равномерной миграции элементов во все стороны от месторождения и формы их в плане приближенно повторяют контуры рудных тел. Очень часто миграция элементов происходит в одном направлении, и в этом случае аномалии приобретают характер потоков рассеяния. Указанные ореолы и потоки рассеяния связаны в основном с разрушением месторождений и поэтому являются вторичными. Однако, как отмечалось ранее, в природе имеют место и первичные ореолы и потоки рассеяния, образованные одновременно с месторождениями в результате тех же самых генетических процессов.

Первичные и вторичные ореолы часто накладываются друг на друга, что затрудняет их расшифровку. На первичные ореолы, как правило, налагаются вторичные, связанные с разрушением месторождений и их первичных ореолов. Формы первичных ореолов, по данным А. А. Саукова, в общем повторяют формы рудных тел, с которыми они генетически связаны. Формы и размеры ореолов рассеяния определяются рядом причин, включающих как внутренние факторы миграции самих элементов, так и внешние условия среды, в которой эта миграция происходит.

ИССЛЕДОВАНИЯ ОРЕОЛОВ РАССЕЯНИЯ В НЕФТЕПОИСКОВОЙ ГИДРОГЕОЛОГИИ

Для различных геохимических методов поисков накопление сведений по ореолам рассеяния нефтяных и газовых залежей относится к периоду 50—60 годов. Как отмечала В. Н. Флоровская (1958), поисковая геохимия располагала уже к этому времени фактами, относящимися к проблеме формирования ореолов рассеяния около газонефтяных залежей. В этот же период подчеркивалась и необходимость изучения специфики состава подземных вод и водорастворенных газов, связанной с влиянием нефтяных и газовых залежей. Еще в 1955 г. М. А. Гатальский отмечал, что геологи-нефтяники не всегда учитывают, что на всей площади небольших структур пластовые воды и газы одного и того же горизонта довольно близки по составу. Поэтому, если в какой-либо части структуры имеется нефтяная или газовая залежь, то состав пласто-

вых вод и газов, вскрытых в любой точке этой структуры, будет указывать на возможное присутствие залежей, тогда как скважина, попавшая за контур газонефтяной залежи, может ничего не дать, если в ее разрезе не оказалось нефтепроявлений.

С другой стороны, если структура не имеет залежи нефти и горючих газов, то состав пластовых вод и газов в большинстве случаев укажет на отсутствие такой залежи. М. А. Гатальский писал: «При разведке многих структур хорошо изученные пластовые воды и газы в одной разведочной скважине могут дать значительно более надежный материал для суждения о перспективности структуры в целом, чем несколько таких скважин, проведенных без опробования пластовых вод и газов, как это практикуется в настоящее время».

Таким образом, М. А. Гатальский допускает возможность распространения сферы влияния залежи на окружающие подземные воды в пределах всей структуры.

Широкую известность получили также первые исследования Е. Е. Беляковой (1956) по определению нефтепоискового значения подземных вод и растворенных в воде газов на территории Самаро-Камского междуречья Волго-Уральской области и Б. Б. Митгарц (1956) в Фергане.

Основные закономерности распределения компонентов солевого, газового составов и общей газонасыщенности подземных вод по мере удаления от залежей нефти и газа, по результатам исследований Е. Е. Беляковой, сводятся к следующему:

1. Минерализация подземных вод гидрогеологически закрытых структур и горизонтов не меняется по мере удаления от залежей. Содержание аммония достигает максимума в приконтурной зоне.

В водах гидрогеологически менее закрытых структур и горизонтов степень минерализации и содержание брома в региональном плане закономерно снижаются по мере удаления от контура. Содержание сульфатов вначале растет, а затем снижается при одновременном уменьшении общей минерализации вод. Содержание метаборной кислоты закономерно снижается, а йода — колеблется в широких пределах и обнаруживает зависимость от степени минерализации вод, удаленности от контура нефтеносности и от вещественного состава пород.

2. Газонасыщенность подземных вод нефтяных и газовых залежей не зависит от минерализации вод и в интервале от

0 до 10 км определяется степенью газонасыщенности нефти или размером газовой залежи.

3. Общая упругость газов, растворенных в водах гидрогеологически закрытых структур, относительно плавно снижается по мере удаления от контура нефтеносности. Градиент упругости наиболее высок в приконтурной зоне (интервал 0—0,5 км). Потеря упругости здесь составляет 40%; на расстоянии 10 км потеря общей упругости газа равна 70%.

4. Для таких компонентов подземных вод, как сероводород, углекислый газ, безаргонный азот и нафтеновые кислоты, появление которых, по мнению Е. Е. Беляковой, связано со сложными окислительно-восстановительными процессами, идущими в системе вода—порода—нефть—газ в присутствии микроорганизмов, устанавливаются очень большие ореолы рассеяния, исчисляющиеся многими километрами по простиранию пласта (до 30 км) и первыми сотнями метров — по вертикальному разрезу.

Представление Е. Е. Беляковой, касающееся масштабов ореольного рассеяния нефтяных и газонефтяных залежей палеозоя Куйбышевского Поволжья, характера распределения газовых компонентов между нефтью и пластовыми водами, были уточнены и значительно дополнены в результате систематических исследований, проводимых на этой территории лабораторией гидрогеологии КуйбышевНИИНП под руководством М. И. Зайдельсона. Наиболее полно указанные вопросы анализировались в работах А. И. Чистовского (1963, 1965).

На примере ряда месторождений Куйбышевской и Оренбургской областей А. И. Чистовский (1963) отмечает закономерное снижение содержания углеводородов в водах по мере удаления от залежей, а также отсутствие заметных количеств углеводородов тяжелее метана на заведомо не нефтеносных площадях, что доказывает определяющую роль нефтяных залежей в накоплении в водах тяжелых углеводородов. Полагая, что из залежей нефти и газа углеводороды поступают в окружающие их подземные воды в результате диффузии и используя формулу П. Л. Антонова для определения концентраций газа на различных расстояниях от источника в условиях нестационарного диффузионного потока, А. И. Чистовский рассчитал количественную сторону этого процесса. Расчеты диффузионного потока газов из залежей и фактические данные распределения их в законтурных водах показывают, что влияние нефтяных и газовых залежей может улавливаться на рас-

стоянии не больше 4—5 км в отложениях терригенного девона, 2—3 км — в отложениях карбона и перми.

Влияние залежи по разрезу определяется главным образом диффузионной проницаемостью разделяющих пород. В карбонатных отложениях влияние может проявляться на десятки и сотни метров, в терригенных отложениях при наличии переслаивания песчаников с плотными глинами и алевролитами в лучшем случае на десятки метров.

В условиях движения пластовых вод, отмечает А. И. Чистовский, форма и величина ореола рассеяния, а также количество углеводородов, поступающих из нефти в воду, определяются не временем формирования залежи, а ее размерами; скоростью движения вод и расположением залежи по отношению к потоку. Соответствующие расчеты, проведенные А. И. Чистовским для условий движения подземных вод со скоростью 10 см/год, при $D=10^{-6}$ см²/сек, для нефтяной залежи размерами 3×3 км, показали, что слой воды мощностью 7—10 м может насытиться газом в среднем на 70—80% (т. е. упругость водорастворенных газов будет составлять 70—80% от давления насыщения нефти). При скорости движения 1 м в год пласт мощностью 7—10 м насытится газом в лучшем случае на 20—25%.

Конкретный анализ по определению формы ореольного рассеяния позволил А. И. Чистовскому прийти к выводу, что «в условиях движения пластовых вод влияние залежи проявляется неравномерно. Со стороны движения вод ореол рассеяния углеводородов меньше, чем с противоположной стороны».

В более поздних работах А. И. Чистовского (1965) были продолжены исследования закономерностей распределения газовых компонентов между нефтью и пластовыми водами на территории Куйбышевской области. Анализируя распределение парциальных упругостей газовых компонентов в нефти (газе) и воде, А. И. Чистовский установил, что парциальная упругость метана и более тяжелых углеводородов в нефтях, как правило, значительно выше, чем в водах. Лишь непосредственно на контакте нефть—вода парциальные упругости метана и более тяжелых углеводородов в водах могут равняться парциальным упругостям и нефти.

При удалении от контура нефтеносности (газоносности) парциальные упругости метана и более тяжелых углеводородов в воде уменьшаются. Уменьшение парциальных упругостей углеводородов при удалении от контура нефтегазоносности

в водах перми и карбона происходит значительно быстрее, чем в водах девона. Причиной этого в различной геохимической и гидродинамической обстановке.

Анализируя распределение азота в нефтях и водах, А. И. Чистовский отмечает, что близкие значения парциальных упругостей в нефти и воде наблюдаются только непосредственно в зоне контакта нефть — вода.

На основании установленных закономерностей А. И. Чистовским сделаны совершенно правильные выводы о направленности процессов перераспределения газовых компонентов в нефтях (газах) и окружающих их водах и процессов взаимного изменения газовых составляющих этих флюидов.

В том же методическом плане, как это было сделано Е. Е. Беляковой для Самаро-Камского междуречья, были проведены исследования Б. Б. Митгарц для территории Ферганской нефтегазоносной области. Однако конкретные результаты масштабов ореольного влияния залежей Б. Б. Митгарц не приводит. Ее основной вывод в этом отношении сформулирован следующим образом: «Величина радиусов распространения специфических компонентов от углеводородного скопления зависит от подвижности и стойкости тех или иных компонентов и активности циркуляции подземных вод. Она различна для районов с разным геологическим строением. Наблюдения показали, что в платформенных областях эта величина больше, чем в складчатых».

Установление же конкретных величин ореолов рассеяния для определенных компонентов требует накопления и сопоставления большого количества данных по различным нефтеносным районам. В настоящее время эта работа, по сути дела, еще только начата».

Положения, близкие ранее рассмотренным, развивались Н. Н. Ростовцевым и Е. Е. Беляковой в 1958 г. в докладе на XX Международном геологическом конгрессе. Авторы также отмечали, что при диффузии газов от контура нефтяных и газовых залежей упругость углеводородных газов, растворенных в воде, более или менее равномерно падает. Общая упругость растворенных газов в контурных водах палеозоя Волго-Уральской области резко снижается лишь в приконтурной зоне, на расстоянии 0,25—0,70 км от контура залежи, вследствие резкого снижения концентрации тяжелых углеводородов и отчасти метана. Далее 0,7 км от контура нефтеносности упругость тяжелых углеводородов снижается постепенно. Расстояние, на котором прослеживается повышенная упругость тяже-

лых углеводородов, зависит от размера залежи и упругости этих газов в нефти.

Упругость метана почти постоянна в водах горизонтов хорошо закрытых структур и постепенно снижается в водах горизонтов менее закрытых поднятий. Общая упругость растворенных в воде газов по мере удаления от контура газовой залежи снижается постепенно, без резкого перепада упругости в приконтурной части.

От нефтяных залежей девонских отложений падение упругости тяжелых углеводородов равно 0,5 ат на 1 км, метана — 2 ат на 1 км. Перепад упругости метана по мере удаления от газовой залежи в пермских отложениях на расстоянии 3 км составляет 3 ат на 1 км. Таким образом, по мнению данных авторов, путем изучения изменений упругости растворенных газов можно наметить направление потока диффузии газа, а тем самым и положение нефтяных и газовых залежей.

Критические замечания по результатам исследований Е. Е. Беляковой и Н. Н. Ростовцева, касающиеся масштабов ореольного рассеяния залежей нефти и газа и вытекающих отсюда представлений о методике их поисков, сделаны М. С. Гуревичем (1958), который отмечает, что вопрос об использовании растворенных газов для обнаружения отдельных месторождений чрезвычайно сложен. Причем «основное затруднение заключается в недостаточной изученности условий пластовой диффузии газа из месторождений и отсутствии данных, характеризующих последовательность убывания упругости газа по мере удаления от залежи». Отсюда М. С. Гуревич совершенно справедливо приходит к выводу о дискуссионности предложений, касающихся обоснования расстояний для заложения скважин при поисках залежей нефти и газа. Вопрос о расстоянии между нефтепоисковыми скважинами, пишет М. С. Гуревич, при котором возможно выявление месторождений по составу и упругости диффундирующего из них газа, не ясен.

Имеющиеся скудные фактические данные об изменении упругости растворенных газов по мере удаления от контура газонефтеносности недостаточны для решения этого вопроса, и высказанные в этом отношении соображения весьма спорны. Так, например, Н. Н. Ростовцев (1950) рекомендует проводить поиски месторождений газа и нефти методом растворенных газов при условии заложения нефтепоисковых скважин на расстоянии 200 км друг от друга и даже более.

Важные в поисковом отношении положения, касающиеся

определенных закономерных соотношений между фоновыми и ореольными характеристиками подземных вод были высказаны М. С. Гуревичем на прошедшем в 1963 г. в г. Ереване совещании по гидрогеологии и инженерной геологии. Обобщив результаты региональных исследований газовой составляющей подземных вод Западной Сибири, М. С. Гуревич пришел к следующим выводам:

1. В пределах артезианских нефтегазоносных бассейнов концентрация и упругость растворенного газа изменяются в такой последовательности: натуральный фон — зона повышенной газоносности — газовый ореол. Зона повышенной газоносности соответствует структурным зонам аккумуляции нефти и газа, а газовые ореолы рассеяния — отдельным залежам.

2. Диффузионное образование газового ореола на определенной стадии его формирования обуславливает состояние фазового равновесия растворенных газов с залежью. Площадь, на которой проявляется равновесие фаз, увеличивается с глубиной, параллельно с усилением гидрогеологической закрытости и замедлением подземного водообмена. Усиление водообмена влечет за собой сокращение площади проявления фазового равновесия и смещение газового ореола в направлении движения подземного потока. Вследствие этого фазовое равновесие наиболее резко нарушается в верхних горизонтах многопластовых месторождений или залежей, расположенных в краевых частях артезианских бассейнов. Существует зависимость между гидродинамическими условиями территории и формой, размерами и характером местной зональности газового ореола; эта зависимость имеет важное практическое значение.

Высказанные М. С. Гуревичем тезисы требуют некоторого обсуждения. По поводу первого тезиса, утверждающего определенную последовательность смены зон развития фоновых показателей зонами повышенной газоносности и ореольного рассеяния, необходимо заметить, что он подтверждается фактически наблюдаемой в региональном плане зональностью газовой составляющей подземных вод ряда артезианских нефтегазоносных бассейнов. Например, для Северо-Каспийского бассейна, в границах Нижнего Поволжья, отмечалось (А. С. Зингер, 1966) довольно закономерное увеличение газонасыщенности и некоторых других производных от нее параметров в направлении от основных областей питания (Токмовский и Воронежский своды) к основной области разгрузки подземных вод (Прикаспийская впадина).

В периферийных частях бассейна, где промышленные залежи нефти и газа не установлены, газовая составляющая подземных вод имеет довольно однообразный состав, представленный значительным преобладанием азота над метаном, почти полным отсутствием тяжелых углеводородов (особенно тяжелее этана), постоянно низкую газонасыщенность и легко может быть принята в качестве фоновой характеристики. Однако это будет лишь фоновой характеристикой тех районов, в которых процессы нефтегазообразования не протекали или протекали в таких масштабах, которые не привели к формированию значительных скоплений углеводородов.

Использование таких фоновых показателей в регионально нефтегазоносных районах всегда приведет к получению ложных аномалий или зон рассеяния от несуществующих в пределах данных структур залежей нефти и газа. Поэтому здесь уже необходимо установление иных фоновых характеристик, свойственных именно данному нефтегазоносному району, которые, как мы полагаем, и отвечают зонам повышенной газонасыщенности, выделяемым М. С. Гуревичем. Иными словами, эти зоны есть ни что иное, как фон нефтегазоносных регионов, обязанный своим происхождением либо региональным процессам нефтегазообразования, протекавшим достаточно интенсивно, либо процессам первичной и вторичной миграции углеводородов, а возможно тем и другим вместе взятым.

Обратим внимание на второй тезис, на ту его часть, которая касается связи механизма формирования ореола рассеяния с состоянием равновесия между залежью и окружающими их водами. Нам представляется, что процессы миграции, приводящие к формированию ореола рассеяния залежей в любом их проявлении (а не только при диффузионном перемещении, как полагает М. С. Гуревич) могут привести к состоянию фазового равновесия между залежами и подземными водами, их окружающими и подстилающими. Поэтому механизм образования ореолов рассеяния сам по себе, каким бы он ни был, не может рассматриваться в качестве показателя того состояния, в котором находятся залежи и контактирующие с ними воды.

Ряд остальных положений, развиваемых М. С. Гуревичем, в частности о роли гидрогеологической закрытости недр и движении подземных вод на форму и размеры зон ореольного влияния залежей, как будет показано ниже, находит полное подтверждение для многих гидрогеологических нефтегазоносных районов и имеют важное практическое значение.

В 50—60 годы были получены и первые представления о

масштабах миграции (вертикальной) углеводородов из залежей нефти и газа для территории Днепровско-Донецкой впадины (Э. Е. Лондон, 1959).

Исходя из соотношения между давлением насыщения водорастворенных газов и пластовыми давлениями, Э. Е. Лондон предполагает наличие диффузионного потока газов из-под девонских отложений вверх по разрезу вплоть до верхне-визейских. Как отмечает Э. Е. Лондон, «в пределах Днепровско-Донецкой впадины в осадочной толще пород более тысячеметровой мощности прослеживается миграция флюидов из области высоких пластовых давлений в области меньших». Углеводороды прослеживаются вверх по разрезу осадочных пород местами до 500—300 м от поверхности земли. Столь значительные масштабы вертикальной миграции углеводородов Э. Е. Лондон связывает с интенсивным развитием во впадине дизъюнктивных нарушений различных типов, которые «являются основными путями перемещения нефти и газа вверх по разрезу, через плотные непроницаемые глинистые и соленосные пласты пород». Таким образом, Э. Е. Лондон указывает на две формы миграции газов из газоотдающих источников: в виде диффузии и в свободном состоянии.

В более поздней работе (1962), рассматривая условия формирования залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине, Э. Е. Лондон подробно анализирует характер фазового соотношения между залежами и окружающими их подземными водами. Все выявленные в отложениях среднего и верхнего карбона, перми, триаса и юры залежи нефти и газа, пишет Э. Е. Лондон, контактируют с высокоминерализованными хлоркальциевыми водами, слабо насыщенными или практически лишенными углеводородных газов. Давление насыщения пластовых вод (P_r), достигая в зоне контакта с залежью пластового давления ($P_{пл}$), уже на расстоянии 100—200 м от контура резко снижается и величина отношения $\frac{P_r}{P_{пл}}$ уменьшается до 0,5—0,1. В этом же направлении происходит изменение состава газа: уменьшается содержание тяжелых углеводородов, увеличивается доля азота и гелия. Указанный характер взаимодействия между залежами и пластовыми водами, по мнению Э. Е. Лондон, свидетельствует о том, что формирование залежей происходило путем внедрения нефти и газа во вмещающие породы в процессе миграции из сформированных ранее нефтегазовых залежей.

Существенно иное представление о масштабах вертикаль-

ного ореольного влияния залежей в пределах Днепровско-Донецкой впадины получено в последнее время по результатам исследований Л. К. Гуцало (1967).

Л. К. Гуцало рассматривались следующие вопросы:

1. Природа аномалий и их геохимическая связь с залежами нефтяных углеводородов.

2. Источники и пути обогащения вод радием, аммонием и стронцием вблизи залежи нефти и газа.

3. Факторы, определяющие размер ореолов и др.

Л. К. Гуцало подчеркивает, что компоненты солевого и газового состава подземных вод, рассматриваемые в качестве показателей нефтегазоносности локальных структур, содержатся в пластовых водах как нефтегазоносных, так и ненефтегазоносных структур.

Это обстоятельство позволяет использовать понятие о натуральном региональном фоне элементов, которому можно противопоставлять аномалийные концентрации тех же элементов. Однако необходимо заметить, что не все компоненты газовой составляющей подземных вод, присутствующие в водах продуктивных структур, фиксируются и в водах структур, не содержащих залежей нефти и газа. Например, пентаны, содержащиеся в составе газов подземных вод нефтеносных и нефтегазоносных районов, не зафиксированы в водах непродуктивных структур. Как правило, в водах, не испытывающих влияния залежей, не встречается бензол, а тем более толуол. Такие ингредиенты подземных вод отсутствуют в составе фона и сам факт их обнаружения, как мы уже отмечали (А. С. Зингер, 1966), указывает на непосредственную связь этих вод с нефтяными залежами.

Проведенные Л. К. Гуцало исследования показали, что в пределах Днепровско-Донецкой впадины, при наличии залежей нефти и газа, в контактирующих с ними пластовых водах существуют (в виде ореолов) аномалии в содержании сульфатов, аммония, радия, стронция, углеводородных газов, гелия и аргона, которые распространяются на расстояние от нескольких сотен до 1500—2000 м по простирацию продуктивного пласта. Ореолы по недонасыщению вод сульфатами прослеживаются от первых десятков метров до 100—150 м по вертикальному разрезу. В каждом конкретном случае форма ореола десульфирования повторяет форму залежи, но размер ореола зависит от фильтрационных и диффузионных свойств горных пород, их минералогического и химического составов и других факторов.

Аммонийные, радиевые и стронциевые аномалии распространяются по простиранию продуктивных пластов и почти не фиксируются в выше- или нижележащих непродуктивных горизонтах. Л. К. Гуцало, по-видимому, впервые обратил внимание на то, что абсолютная концентрация аммония, радия и стронция в подземных водах, непосредственно связанных с нефтяными и газовыми залежами, прямо пропорциональна парциальной упругости растворенных в водах углеводородных газов. Отсюда он заключает, что аммонийные, радиевые и стронциевые аномалии существуют только в пределах распространения от залежей ореолов углеводородных газов. Причем размеры и формы их ореолов определяются размером и формой ореола углеводородных газов. В свою очередь граница ореола рассеяния углеводородных газов в пластовых водах определяется, главным образом, размерами зоны с значениями величин относительной упругости углеводородов ($\frac{P_{\text{углев.}}}{P_{\text{общ.}}}$)

от 1 до 0.6. Л. К. Гуцало также отмечает, что размеры ореола рассеяния углеводородных газов возрастают с увеличением возраста водовмещающих пород и значительно сокращаются (до первых сотен метров) у нефтяных залежей с высоким содержанием тяжелых углеводородов.

Исследования Л. К. Гуцало имеют важное теоретическое и практическое значение, так как показывают граничные условия применения газогидрохимических критериев при прогнозе нефтегазоносности локальных структур.

В 1961 году вышла из печати статья Э. Е. Лондон, Л. М. Зорькина, В. Г. Васильева, посвященная рассмотрению принципов оценки перспектив газоносности по составу и упругости водорастворенных газов. В ней впервые опубликованы данные об отсутствии (или смещении) фазовых равновесий между газовыми залежами и водорастворенными газами подземных вод. Благодаря этой работе оказалась преодоленной ограниченность представлений о формах и условиях взаимодействия залежей и окружающих их вод.

Различная обстановка существования и разрушения газовых залежей, отраженная в определенных формах их связи с газовой составляющей подземных вод, рассмотрена и В. Н. Корценштейном (1963), показавшим возможность существования крупных и крупнейших газовых и газонефтяных залежей в условиях отсутствия фазового равновесия между залежами и окружающими их подземными водами.

Аналогичные вопросы затрагивались Л. А. Анисимовым

(1965), также подчеркивающим резко различные закономерности в характере распределения по пласту величин упругости водорастворенных газов. Л. А. Анисимов отмечает две закономерности: 1) упругость газов в пластовых водах на значительной площади выше или равна упругости газа в залежи; 2) упругость газа в пластовых водах снижается по мере удаления от залежи.

Первый случай характерен, когда величина генерации газообразных углеводородов достаточна для полного насыщения подземных вод и газ выделяется из раствора вследствие снижения гидростатического давления. Второй случай соответствует обстановке, когда фазовое равновесие отсутствует или изменено вследствие ряда причин, из которых наиболее вероятными Л. А. Анисимов считает следующие:

1. Активные окислительные процессы, приводящие к окислению метана и тяжелых углеводородов до CO_2 и H_2O .
2. Замещение седиментационных вод инфильтрационными.
3. Струйная миграция газа со стороны центральных частей нефтегазоносного бассейна.

Таким образом, в зоне газонакопления газовые и нефтяные залежи служат источниками диффузии и оказывают влияние на состав и упругость газов, растворенных в пластовых водах. Л. А. Анисимов заключает, что в случае отсутствия фазового равновесия, изучение закономерностей в распределении по площади величин упругости растворенных газов может дать необходимые сведения о размещении источников диффузии, т. е. самих залежей нефти и газа.

Очень близки, а иногда и полностью совпадают с основными положениями, развиваемыми в работах Э. Е. Лондон, Л. М. Зорькина, В. Г. Васильева, В. Н. Корценштейна, Л. А. Анисимова, и взгляды Н. М. Кругликова (1967), проводившего анализ гидрогеологических показателей условий формирования залежей нефти и газа Западно-Сибирской плиты.

Как и Л. А. Анисимов, Н. М. Кругликов полагает, что при определенной степени нарушенности газогидрохимических связей между пластовыми водами и газовыми (нефтяными) залежами эти связи могут быть использованы в поисковых целях, в частности для оценки перспектив локальных структур.

Н. М. Кругликов выделяет два рода газогидрохимических связей между подземными водами и газовыми залежами — прямые и обратные. Прямые создаются при формировании залежей за счет выделения углеводородов из воды, обратные возникают за счет диффузии углеводородов залежей в окру-

жающие воды. Среди последних Н. М. Кругликов различает связи, унаследованные от прежней газогидрохимической обстановки, существовавшей в пластовой системе в период формирования залежей, и связи новообразованные, возникшие или при внедрении нефти и газа в чуждые для их генерации условия, или после смены первичных вод, содержащих углеводороды, водами «пустыми» без углеводородов.

Обратные унаследованные связи возникают при снижении интенсивности процессов образования углеводородов, когда скорость их генерации или привноса движущимися водами становится меньше скорости диффузионного рассеяния. «На возможность образования в природных условиях подобной связи, — замечает Н. М. Кругликов, — до сих пор в литературе не обращалось внимания». Это не совсем верно. Отличия имеются лишь в терминологии, по существу же рассматриваемых явлений, главным образом факторов, их обуславливающих, нет принципиальной разницы между взглядами Н. М. Кругликова и представлениями Э. Е. Лондон, Л. М. Зорькина, В. Г. Васильева, В. Н. Корценштейна и Л. А. Анисимова. Что же касается проведенного Н. М. Кругликовым подразделения газогидрохимических связей на прямые и обратные, то оно очень близко классификации ореолов, принятой в геохимии рудных полезных ископаемых.

По результатам исследования водорастворенных газов Н. М. Кругликов выделяет для территории Западной Сибири только «обратный» тип связи между газовыми (нефтяными) залежами и подземными водами. При этом между источниками углеводородов и подземными водами также выделяются два основных типа геохимической связи. Первый тип — это связь газовая (нефтяная) залежь — законтурные воды; второй — газогенерирующая толща — пластовые воды выше- и нижезалегающих горизонтов. Под «газогенерирующими толщами» понимаются толщи пород с относительно повышенным содержанием органического вещества, характеризующиеся региональным распространением. Эти газогенерирующие толщи, как предполагает Н. М. Кругликов, создают диффузионные ореолы рассеяния, обладающие огромными размерами, которые в разрезе частично перекрывают друг друга. Последнее обстоятельство лишает их четкости и затрудняет выделение. «Тем не менее эти ореолы существуют, о чем свидетельствует региональная высокая насыщенность пластовых вод Западно-Сибирского артезианского бассейна углеводородными газами и повышение содержания растворенного в воде газа

вниз по разрезу, в направлении к отложениям, наиболее обогащенным органическим веществом».

Цитируемое высказывание Н. М. Кругликова показывает, что водам Западной Сибири свойственна регионально высокая газонасыщенность. Следовательно, она является той нормой распределения газовой составляющей подземных вод, которая наиболее характерна для данной территории, т. е. является ее фоновой характеристикой. Можно говорить о том, что этот фон формируется за счет миграции газообразных компонентов из газогенерирующих толщ в водоносные пласты, но вводить понятие об ореолах рассеяния газогенерирующих толщ, как это делает Н. М. Кругликов, на наш взгляд, не следует.

Ореолы рассеяния, как аномалии, обычно противопоставляются фону. В данном случае повышенная газонасыщенность подземных вод является их нормальной характеристикой и поэтому о ней нельзя говорить как о характеристике зоны ореольного рассеяния. Лишь еще более высокая, по сравнению с данной, аномальная газонасыщенность подземных вод в какой-либо части водоносных пластов может быть принята в качестве показателя ореольного влияния газоотдающих источников.

Важное значение имеет установленная Н. М. Кругликовым неравномерность изменения газосодержания подземных вод как по разрезу отдельных структур, так и для разновозрастных горизонтов. Основными типами неравномерности являются:

1) резкое уменьшение газосодержания вверх по разрезу скважины в пределах одного комплекса или между смежными комплексами;

2) скачкообразное изменение газосодержания внутри комплекса по площади, в скважинах, расположенных или в пределах одной разведочной площади, или удаленных друг от друга не более чем на 30—35 км.

Как сообщает Н. М. Кругликов, неравномерность содержания растворенного газа по разрезу отдельных скважин и площадей еще в 1958 г. отмечалась Н. И. Ростовцевым в качестве одного из аргументов доказательства отсутствия значительных масштабов вертикальной миграции углеводородов на территории Западной Сибири.

В пределах Нижнего Поволжья также имеет место неравномерное распределение газонасыщенности подземных вод, на что обращалось внимание (А. С. Зингер, 1966, А. С. Кудинова, 1970) в процессе выполнения исследований по термодинамиче-

скому обоснованию направлений и масштабов диффузионной миграции газообразных компонентов залежей в пластовые воды. В качестве причин наблюдаемой неравномерности, с которыми нами связывалось появление в разрезе или по площади так называемых равновесных зон или зон динамического равновесия, указывались: 1) изменение термодинамических условий, особенно в вертикальном разрезе осадочного чехла; 2) эффекты наложения, возникающие при миграции многокомпонентных систем и 3) дифференцированная характеристика фона. Н. М. Кругликов основным фактором, обуславливающим указанное неравномерное распределение газонасыщенности подземных вод для условий Западной Сибири, считает струйную миграцию газов.

При современном состоянии изученности этого вопроса, вероятно, преждевременно обсуждать причины наблюдаемого явления. Вместе с тем, необходимо подчеркнуть, что установление самого факта существования неравномерности изменения газонасыщенности (и производных от нее параметров) подземных вод, независимо от причин, обусловивших эту неравномерность, имеет принципиальное значение. Во-первых, таким образом определяется еще одна форма связей подземных вод с залежами нефти и газа, еще одно состояние взаимодействия этих флюидов; во-вторых, этот факт заставляет по-новому подойти к оценке возможностей использования газонасыщенности и упругости водорастворенных газов для прогноза нефтегазонасыщенности.

В районах, где наблюдается неравномерное изменение газонасыщенности и упругости водорастворенных газов (в пределах пласта) по мере удаления от залежей нефти и газа, использование этих параметров в поисковых и разведочных целях, во всяком случае для прогнозирования нефтегазонасыщенности локальных структур, крайне затруднительно, а может быть и невозможно.

К аналогичному выводу пришел и Ю. А. Пецюха (1966) на основе анализа характера фазового равновесия между залежами и пластовыми водами девонских отложений Волгоградского Поволжья — «оценка перспектив по упругости растворенных газов для этого комплекса в большинстве случаев весьма затруднительна».

Подробное изучение газовой составляющей подземных вод Березовского газонасыщенного района Западной Сибири проведено Л. М. Зорькиным, В. Т. Головки, А. Д. Сторожевым (1964), однако конкретный анализ масштабов ореольного рассеяния

залежей ими не проводилась. Указывается лишь, что содержание тяжелых углеводородов в газовых залежах выше, чем в законтурных водах. При сравнении содержания тяжелых углеводородов в водах «пустых» структур и структур, содержащих залежи, видно, что зоны залежей отличаются повышенным содержанием углеводородов. Локальное возрастание тяжелых углеводородов вокруг залежей вызвано поступлением их из залежей в подземные воды. По мере удаления от контактов газ—вода содержание тяжелых углеводородов в подземных водах снижается. На локальных участках газовых залежей снижаются и упругости водорастворенных газов.

Для территории Астраханской области и смежных районов Калмыцкой АССР изучение фазовых соотношений между газовой составляющей подземных вод и залежами газа проводил Ю. А. Спевак (1964), который приходит к следующим выводам:

1. Давление насыщения растворенных газов в нижнемеловых и юрских отложениях уменьшается при удалении от контура газоносности, что является характерным для геохимической обстановки разрушения газовых залежей.

2. Количество тяжелых углеводородов находится в прямой зависимости от близости нефтяных залежей, вблизи которых содержание тяжелых углеводородов увеличивается.

Исследования, связанные с установлением закономерностей изменения ионно-солевого состава подземных вод по отношению к залежам нефти и газа очень малочисленны, так как основные гидрохимические показатели нефтегазоносности связываются в последнее время преимущественно с газовой составляющей и органическим веществом подземных вод.

Кроме уже упоминавшейся диссертационной работы Л. К. Гуцало, касающейся территории Днепровско-Донецкой впадины, исследования, связанные с определением закономерностей в распределении компонентов солевого состава вод на «пустых» и продуктивных структурах на примере Ферганы систематически проводились Х. А. Равикович (1962, 1963). Однако данные, касающиеся масштабов ореольного влияния залежей в ее работах либо отсутствуют, либо недостаточно конкретны. Например, для предложенного Х. А. Равикович гидрохимического показателя «К», представляющего собой частное от деления соотношений отдельных ионов $\left(\frac{\text{NH}_4}{\text{SO}_4}; \frac{\text{HCO}_3 + \text{CO}_3}{\text{Ca}}\right)$ (1962), сообщается лишь следующее: «Показатель «К» в контурных водах независимо от глубины залегания

пластов и стратиграфического возраста, обратно пропорционален удельному весу нефтей. За контуром нефтеносности в водах накапливаются продукты окисления, поэтому здесь значения «К» резко уменьшаются.

В более поздней работе, рассматривая другие гидрохимические показатели и в частности аммоний, Х. А. Равикович (1962) также не приводит конкретных результатов анализа изменения их значений в водах, различно удаленных от залежей

Использование аммония в качестве гидрохимического показателя нефтегазоносности для территории Пермской области рекомендуется и Ф. М. Тверье, И. Н. Шестовым, Е. Л. Сухаревичем (1966). Авторы отмечают, что концентрации аммония как по пласту, так и по разрезу, изменяются крайне неравномерно; содержание его колеблется от 46 до 700 мг/л. Наиболее низкие концентрации аммония определены в пробах вод, значительно удаленных от нефтяных залежей. Однако, как видно из приведенного авторами фактического материала (табл. 1) и в данном случае нельзя получить представления о характере распределения аммония в зависимости от положения исследуемых объектов по отношению к залежам нефти и газа. Авторы оперируют лишь определениями «приконтурные» и «законтурные» воды, что не дает возможности обстоятельно судить о пластовых и тем более о вертикальных ореолах влияния залежей нефти и газа.

Таблица 1

Распределение средних концентраций аммония в водах Пермской области (по данным Ф. М. Тверье, И. Н. Шестова, Е. Л. Сухаревича)

Водоносные горизонты	Количество определений	Содержание в приконтурных водах, мг/л	Количество определений	Содержание в законтурных водах, мг/л
Девон	2	229	12	124
Яснополянский надгоризонт	89	197	77	185
Московский ярус	44	169	19	185
Сакмарский и артинский ярусы	8	275	2	99

Для такого сравнительно нового направления нефтепоисковой гидрогеологии, каким является исследование органического вещества подземных вод, исключительная актуальность изучения ореолов рассеяния, развивающихся около залежей

нефти и газа, подчеркивалась Е. А. Барс еще в 1958 г. на Московском совещании по геохимическим методам поисков нефтяных и газовых месторождений (Е. А. Барс, 1959). Исследование закономерностей изменения содержания и состава органического вещества в направлении от залежи к периферии и в водоносных горизонтах по вертикали разреза, отмечала Е. А. Барс, поможет определить так называемые ореолы рассеяния, т. е. расстояние от залежи, на которое может распространяться обогащение вод водорастворенными компонентами нефтей, и установить поисковое значение предложенных показателей. Таким образом, Е. А. Барс совершенно отчетливо формулирует положение о том, что поисковое значение гидрохимических показателей нефтегазоносности определяется знанием масштабов их прогнозного действия или масштабов ореольного влияния залежей нефти и газа.

Подробный обзор работ, касающихся изучения органического вещества подземных вод в период до 1961 г., сделан В. М. Швецом (1963). Позже мы опубликовали результаты некоторых исследований, не вошедших в данный обзор, и дали оценку состояния проблемы использования водорастворенной части органического вещества при поисках и разведке залежей нефти и газа (А. С. Зингер, 1966). Поэтому в настоящей работе остановимся лишь на результатах исследований, которые связаны с решением проблемы оценки масштабов миграции компонентов органического вещества подземных вод из залежей нефти и газа, т. е. оценки масштабов ореольного влияния залежей и факторов, их определяющих.

Эти исследования проводились в очень ограниченном объеме и, несмотря на десятилетний период, прошедший с начала их постановки и оценки значимости, для многих районов они не были выполнены. Некоторые представления по отдельным вопросам проблемы ореолов рассеяния водорастворенного органического вещества получены лишь для территории Бухаро-Каршинской нефтегазоносной области (Е. А. Барс, С. С. Коган, 1966), Южного Мангышлака (Л. И. Морозов, 1966), Западного Узбекистана (С. Халдаров, 1966) и Нижнего Поволжья (А. С. Зингер, Т. Э. Кравчик, А. Ф. Эрлих, 1964; А. С. Зингер, Т. Э. Кравчик, А. Ф. Эрлих, 1965; А. С. Зингер, 1966; А. К. Жутовт, 1970).

Результаты исследований растворенного органического вещества подземных вод мезозойских отложений Бухаро-Каршинской нефтегазоносной области опубликованы Е. А. Барс и С. С. Коган в 1966 г. В данной работе рассмотрен ряд

методических вопросов интерпретации результатов анализа органического вещества подземных вод в связи с использованием их для оценки нефтегазоносности локальных структур. Прежде всего, необходимо отметить правильный подход к выбору гидрохимического фона. Считая выбор фона важной и весьма трудной задачей, авторы обосновывают необходимость принятия в качестве фоновых тех значений компонентов органического вещества подземных вод, «которые характерны для большинства проб, отобранных из горизонтов, не имеющих контакта с продуктивными залежами». Этой величиной, отмечают Е. А. Барс и С. С. Коган, можно просто задаться или выбрать ее, исходя из закона распределения данных в случае, если такой закон найден.

Результаты исследований по определению масштабов ореольного влияния залежей менее конкретны, что связано с недостаточностью фактического материала по пробам вод, различно удаленным от залежей нефти и газа. Общий вывод Е. А. Барс и С. С. Коган: «Величина всех перечисленных показателей, кроме углеводорода летучих веществ, обнаруживает тенденцию к возрастанию при приближении к залежам нефти и газа»*.

Исследования, связанные с определением масштабов ореольного рассеяния некоторых ингредиентов водорастворенного органического вещества для территории Южного Мангышлака проведены Л. И. Морозовым (1966) под руководством Е. А. Барс. Исследования органических компонентов подземных вод производились по методике ИГ и РГИ, по преимуществу в хлороформенных экстрактах, в которых определялись такие показатели: органический углерод, органический

* На основании геолого-статистической обработки аналитических данных Е. А. Барс и С. С. Коган для Бухаро-Каршинской нефтегазоносной области из числа гидрохимических показателей по органическому веществу подземных вод предлагается комплекс, включающий следующие показатели: органический углерод нелетучих органических веществ ($C^{хл}$); коэффициент битуминозности пластовых вод ($\frac{C^{хл}}{C^{хл} + C_{отг}} \cdot 100$); отношение углерода нелетучих веществ к количеству нафтеновых кислот ($\frac{C^{хл}}{\text{нафт}}$); отношение углерода к азоту ($\frac{C}{N}$); нелетучие и летучие фенолы; отношение нелетучих фенолов к углероду ($\frac{Fен^{хл}}{C^{хл}} \cdot 100$); отношение величин йодатной окисляемости хлороформенных и угольных экстрактов ($\frac{O_{иод}^{хл}}{O_{подг}}$) и углерод летучих органических веществ, причем накопление последнего, как отмечают Е. А. Барс и С. С. Коган, является отрицательным показателем при прогнозе нефтегазоносности.

азот, иодатная и перманганатная окисляемости, нафтеновые кислоты, фенолы, бензол. В отгонах из кислой среды с водяным паром определялись летучие фенолы.

При исследовании органического вещества, растворенного в подземных водах юрского и мелового гидрогеологических комплексов, были установлены фоновые концентрации для общего углерода, общего азота, летучих фенолов. Эти компоненты водорастворенного органического вещества рассматриваются в качестве основных гидрохимических показателей. К ним относится и бензол, являющийся наиболее конкретным показателем. Содержание бензола в водах непродуктивных структур не превышает «следов» и достигает значений 1,7 и 9 мг/л соответственно на нефтяном месторождении Жетыбай и газоконденсатном месторождении Танге. Пластовый ореол влияния нефтяных залежей определяется расстоянием до 3 км от контура нефтеносности.

Влияние газовой залежи чувствуется в меловых отложениях в 1 км от контура, однако бензол не обнаружен или фиксируется лишь в виде следов. Как отмечает Л. И. Морозов, на расстоянии 8 км от контура газоносности месторождения Узень все значения компонентов водорастворенного органического вещества «типично фоновые».

На примере месторождения Узень Л. И. Морозов определяет и масштабы вертикального ореольного влияния залежей. Им отмечается, что в непродуктивных пластах Узени, находящихся на расстоянии 150—200 м по вертикали от газоносных пластов — горизонтов V, VIII и X обнаружены аномальные содержания летучих фенолов и общего азота. Кроме этого, аномальные величины показателей растворенных органических веществ в непродуктивных частях пластов зафиксированы в районах разломов (Каратусский вал, Асор) и вблизи выходов закированных пород (Тюбеджик, Таспас), то есть в местах разгрузки подземных вод.

В это же время С. Халдаровым (1966), также под руководством Е. А. Барс, было исследовано органическое вещество, растворенное в подземных водах меловых отложений Западного Узбекистана. С. Халдаров совершенно правильно отмечает, что на содержание и состав органического вещества подземных вод оказывают влияние рассеянное органическое вещество пород и залежи нефти и газа. Влияние рассеянного органического вещества пород должно обеспечить более или менее равномерное распределение концентраций органического вещества в водах, которое рассматривается в качестве фо-

новых значений. Однако последнее утверждение С. Халдарова весьма дискуссионно. Органическое вещество пород при прочих равных условиях обеспечит равномерное распределение органического вещества в подземных водах только в тех случаях, когда в самих породах оно содержится в более или менее постоянных или близких концентрациях на всей площади распространения пород. В противном случае в воды будет переходить различное количество органического вещества, и распределение его концентраций может быть существенно различным.

В дальнейшем С. Халдаров для определения фоновых концентраций использует построение кумулятивных кривых распределения, а оценку связи компонентов органического вещества с залежами нефти и газа производит по критерию А. Н. Колмогорова. Данная методика позволяет достаточно объективно определять фоновые и аномальные концентрации компонентов и учитывает возможность неравномерного распределения концентраций фона.

Результаты исследования С. Халдарова показали, что в условиях Западного Узбекистана наиболее надежными показателями наличия нефти, газа и конденсата являются органический углерод и фенолы, растворенные в подземных водах. Данные, характеризующие распределение компонентов органического вещества подземных вод по мере удаления от залежей, масштабы их пластового и ореольного влияния С. Халдаровым не приводятся.

В 1966 году опубликованы обобщающие исследования в области разработки газогеохимических критериев нефтегазоносности локальных структур для территории Нижнего Поволжья (А. С. Зингер, 1966). Кроме определения самого комплекса показателей по ионно-солевому составу, газовой составляющей и органическому веществу подземных вод, а также и ориентировочному определению масштабов пластового и вертикального ореолов рассеяния для каждого из компонентов, входящих в данный комплекс, мы пришли к следующим основным выводам:

1. В условиях нефтегазоносных регионов, в пределах которых происходили процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления, происхождение групп показателей по органическому веществу и газовой составляющей подземных вод связывается с данными процессами и эффектом ограниченной миграции их из залежей в подземные воды.

2. Отражением процессов нефтегазообразования и регио-

**Комплекс газогидрохимических критериев оценки
нефтегазоносности локальных структур по составу
водорастворенных газа и органического вещества
(по А. С. Зингеру)**

Водорастворенный газ		Водорастворенное органическое вещество	
Показатели наличия газовых и газоконденсатных залежей	$\frac{\Sigma \text{гор.}}{N_2} > 14$	Показатели наличия газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей	битум $> 1 \text{ мг/л}$
Показатели наличия нефтяных залежей	$\frac{\Sigma \text{гор.}}{N_2} < 14$ $\frac{CH_4}{\Sigma \text{т. у.}} < 35$ $\frac{C_3H_8 + \text{высшие}}{CH_4} < 180$		бензол $> 0,01 \text{ мг/л}$
	присутствие C_5H_{12}		толуол — в любых количествах
			фенолы $> 0,15 \text{ мг/л}$
			фосфор органич. $> 0,25 \text{ мг/л}$
			в спектрограммах ОБ соотношение интенсивностей полос поглощения углеводородных и кислородных соединений: $J \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1740-1720 \text{ см}^{-1}} > 1$
			амины $> 0,04$

нальной миграции углеводородов являются концентрации и состав органического вещества и газовой фазы подземных вод, составляющих фон продуктивного региона.

Фоновый состав водорастворенного газа продуктивных регионов позволяет осуществлять четкую дифференциацию районов по преимущественному развитию в них процессов газообразования и газонакопления или нефтеобразования и нефтенакопления. В первом случае водорастворенный газ представлен метаном с незначительным содержанием тяжелых углеводородов и азота, во втором, наоборот, в составе газа значительный удельный вес составляют азот и тяжелые углеводороды.

3. Миграция из залежей, осуществляющаяся в виде диффузионного рассеяния, а также процессы вторичной миграции,

приводящие к аккумуляции углеводородов в локальных структурах, обуславливают, с одной стороны, превышение концентраций некоторых компонентов — показателей над фоновыми значениями, а с другой, появление таких компонентов — показателей, которые в пределах чувствительности применяемых методик и аппаратуры не выявляются в составе фона. К этим последним относятся бензол и пентаны.

4. Применение метода термодинамического анализа для рассмотрения масштабов чисто диффузионного рассеяния газообразных компонентов залежей позволило высказать предположение о возможном существовании, подчас в незначительном удалении от залежей, так называемых зон гидродинамического равновесия. Эти зоны ограничивают миграцию газа из залежей в область контурных вод, а вероятно из последних — в залежи. Таким образом, с одной стороны, они предохраняют залежи от диссипации, а с другой — сохраняют состав газов в ней более или менее постоянным.

Вывод о возможности существования равновесных зон приводит к признанию возможности диффузии газа не только от залежи, но и по направлению к ней.

5. Сохранение эффектов влияния залежей и процессов, которые приводят к аккумуляции углеводородов в ловушках, связано с наличием вокруг залежей зоны практически неподвижных застойных вод, что подтверждено нашими экспериментальными исследованиями (А. С. Зингер, 1962), а еще ранее предполагалось В. Я. Авровым (1957) и М. Е. Альтовским (1958).

Из проведенного обзора исследований видно, что состояние изученности этой проблемы в различных отраслях геологии не одинаковое. Наиболее глубокое теоретическое обоснование, широкое практическое применение эти важнейшие поисковые параметры получили в геологии рудных полезных ископаемых. В связи с поисками и разведкой нефтяных и газовых месторождений они использовались в основном при газосъемочных работах и в других направлениях поисковой геохимии, связанных с исследованиями поверхностных и сравнительно неглубоко погруженных отложений.

Вследствие того, что основным фактическим материалом, используемым в нефтепоисковой гидрогеологии, являются пробы подземных вод и водорастворенного газа, отбор которых по скважинам глубокого бурения сопряжен с трудностями, для всех основных направлений нефтегазописковой гидрогеологии проблема установления фоновых концентраций и ореолов

рассеяния оказалась наименее изученной. Причем и те исследования, которые в этом отношении проводились, были посвящены, в основном, изучению распределения компонентов подземных вод лишь в пределах данного продуктивного пласта или горизонта. Не менее, а скорее всего более важный аспект проблемы, связанный с определением масштабов вертикального ореольного влияния залежей, исследован явно недостаточно.

В целом такие вопросы, как генезис фона и ореолов рассеяния, масштабы пластовой и вертикальной миграции мигрантов залежей и факторы, их определяющие, несмотря на безусловную актуальность, разработаны еще недостаточно. Вместе с тем эффективность использования в практике поисково-разведочных работ гидрохимических критериев прогноза нефтегазоносности (особенно для локальных структур) в значительной мере определяется состоянием изученности указанных вопросов

Строение водонапорных систем артезианских бассейнов или отдельных гидрогеологических районов, как это показано В. А. Кротовой, М. Е. Альтовским и др., влияет на распределение залежей нефти и газа и нефтегазоносность отдельных литолого-стратиграфических комплексов разреза. Это влияние опосредствовано, очевидно, через направления и масштабы вертикальной миграции флюидов как в процессе формирования, так и диссипации залежей. Последнее означает, что ряд общих закономерностей, характеризующих ореолы рассеяния залежей, также находится в непосредственной связи со строением водонапорных систем. Наряду с локальными покрывками, обеспечивающими существование данных локальных залежей, а также масштабы и форму создаваемых ими ореолов рассеяния, важное значение имеют и региональные флюидоупорные толщи в целом, определяющие строение водонапорных систем.

В соответствии с представлениями М. Е. Альтовского (1967) о возможности выделения в качестве региональных покрывок таких непроницаемых слоев, которые по площади соизмеримы с исследуемой частью бассейна и превосходят самые крупные структурные элементы, распространенные в его пределах, для территории Нижнего Поволжья Л. Д. Тальной и Ю. И. Гладышевой (1968) были выделены:

1. Региональная муллинская покрывка — малопроницаемая толща аргиллитовых пород в объеме муллинских слоев.
2. Региональная тульская покрывка — пласт малопроницаемых глинистых пород в кровле тульского горизонта.
3. Региональная верейская покрывка — пачка малопроницаемых глинистых пород в объеме III пачки верейского горизонта.
4. Региональная байосская покрывка — толща глин в кровле байосского горизонта.

Выделенные региональные глинистые водоупоры (рис. 4—7) разделяют всю осадочную толщу исследуемой территории

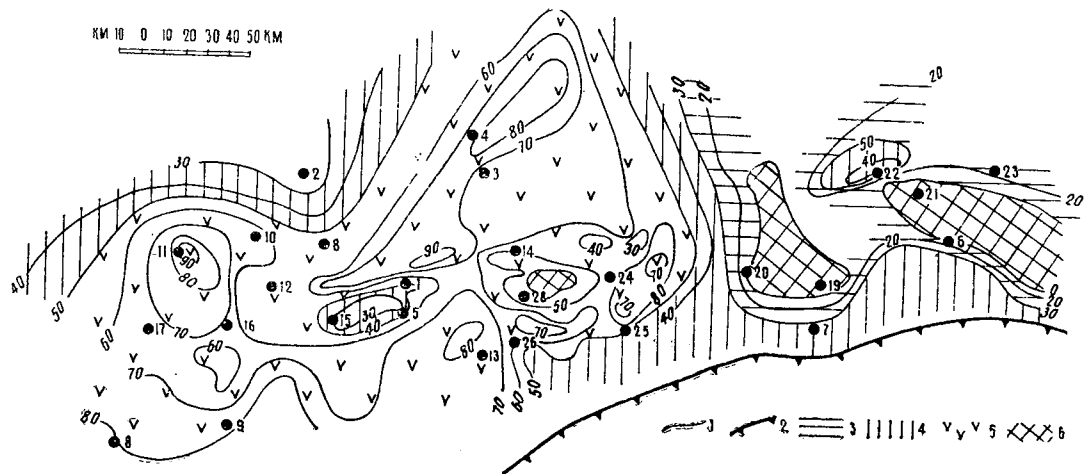


Рис. 4. Карта распространения муллинского глинистого водоупора.

1 — линии равных мощностей; 2 — бортовой уступ Прикаспийской впадины; зоны развития водоупора мощностью 3 — до 30 м; 4 — 30—50 м; 5 — более 50 м; 6 — участки отсутствия водоупора. Площади: 1 — Александровская; 2 — Аткарская; 3 — Ириновская; 4 — Тепловская; 5 — Колотовская; 6 — Клиновская; 7 — Ершовская; 8 — Терсинская; 9 — Меловатская; 10 — Федоровская; 11 — Шалинская; 12 — Урицкая; 13 — Квасниковская; 14 — Генеральская; 15 — Дмитриевская; 16 — Колокольцовская; 17 — Голлицинская; 18 — Ершовская; 19 — Марьевская; 20 — Миусская; 21 — Комсомольская; 22 — Пугачевская; 23 — Рахмановская; 24 — Калининская; 25 — Любимовская; 26 — Приволжская; 27 — Кленовская; 28 — Грязнушинская.

на пять гидрогеологических комплексов, каждый из которых представляет совокупность водоносных горизонтов, характеризующихся общностью гидродинамических и гидрохимических условий. Сами комплексы на большей части региона гидродинамически не связаны между собой и представляют, по определению Б. А. Тхостова (1966), самостоятельные «геогидродинамические системы».

1. Домуллинский гидрогеологический комплекс включает водоносные горизонты, приуроченные к породам додевонского, нижне- и среднедевонского возраста.

Муллинские слои, отделяющие данный водоносный комплекс от вышележащего, представлены толщей аргиллитов мощностью до 130 м. Широкое развитие имеет мощность пород порядка 30—50 м. Зоны отсутствия муллинской покрывки прослежены лишь на наиболее приподнятых участках Жигулевского свода и в северной части Степновского сложного вала. В этих районах в муллинской покрывке имеются «окна», по которым возможна гидродинамическая связь данного комплекса с вышерасположенными. На остальной части исследуемой территории муллинские аргиллиты распространены повсеместно и, как показывают результаты минералого-петрографических исследований (аргиллиты имеют гидрослюдистомонтмориллонитовый состав с преобладанием монтмориллонитовых частиц), обладают высокими флюидоупорными свойствами.

Общая мощность домуллинского гидрогеологического комплекса увеличивается в южном и юго-восточном направлениях. Данный комплекс представлен различными проницаемыми породами как карбонатными, так и песчано-глинистыми, с плохой сортировкой материала и резкой сменой литологического состава по простиранию. Водоносные горизонты приурочены к песчаным пачкам (табл. 3).

Как видно из приведенных данных, значения пористости и проницаемости пластов-коллекторов колеблются в широких пределах. Высокими коллекторскими свойствами обладают песчаники воробьевских слоев.

2. Дотульский гидрогеологический комплекс сложен породами франского, фаменского, турнейского ярусов и яснополянского надгоризонта. От вышележащего комплекса они отделяются регионально выдержанным пластом малопроницаемых глинистых пород, залегающих в кровле тульского горизонта. Верхняя граница водоупора прослеживается почти повсеместно по смене тульских глин окскими известняками, реже пес-

**Характеристика коллекторских свойств пород
домуллинского гидрогеологического комплекса**

Литологический состав	Возраст	Пористость, %	Газопроницаемость, <i>мд</i>
Песчаник кварц.	бийский	5,5—12,4	98—264
Песчаник	морсовский	ср. 15	ср. 400
Песчаник	морсовский	0,9—15	0,04—179
Песчаник	воробьевский	1,6—18,6	
Песчаник	воробьевский	24—26	160—830
Песчаник	воробьевский	23—25	1100—2600
Песчаник	воробьевский	до 18	до 7
Алеврит	ардатовский	0,3—17	0,01—137
Песчаник	ардатовский	до 24	до 584

чаниками. На большей части Саратовского и Волгоградского Правобережья нижняя граница покрывки контролируется песчаниками различных пластов-коллекторов тульского горизонта, мощность покрывки не превышает 5—25 м. На крайнем востоке и юго-востоке Правобережья и далее в районах дальнего Заволжья, где тульские песчаные коллекторы полностью замещаются на малопроницаемые алевритисто-глинистые и карбонатно-глинистые разности, мощность покрывки возрастает до 30—35 м.

Основными породообразующими минералами тульских глин являются гидрослюды и монтмориллонит, что обеспечивает достаточно высокие флюидоупорные свойства данной покрывки (Т. Г. Клубова, 1967).

Отложения второго гидрогеологического комплекса прослеживаются по всей территории исследования, но не везде представлены полным разрезом.

Глубокие размывы девонских отложений наблюдаются на сводах Марьевского, Клиновского, Балаковского и Аткарского выступов фундаментов. Значительное сокращение мощности каменноугольных отложений отмечается в западных и северо-западных районах Саратовского Поволжья (рис. 5). Водоносные породы девона и карбона, входящие во второй гидрогеологический комплекс, характеризуются различными коллекторскими свойствами (табл. 4).

Девонские пласты-коллекторы представлены известняками, разной степени глинистости, со значениями пористости 0,5—9,2% и проницаемости от 0,01 до 0,08 *мд*. Коллекторские свойства каменноугольных известняков выше (значения пористости

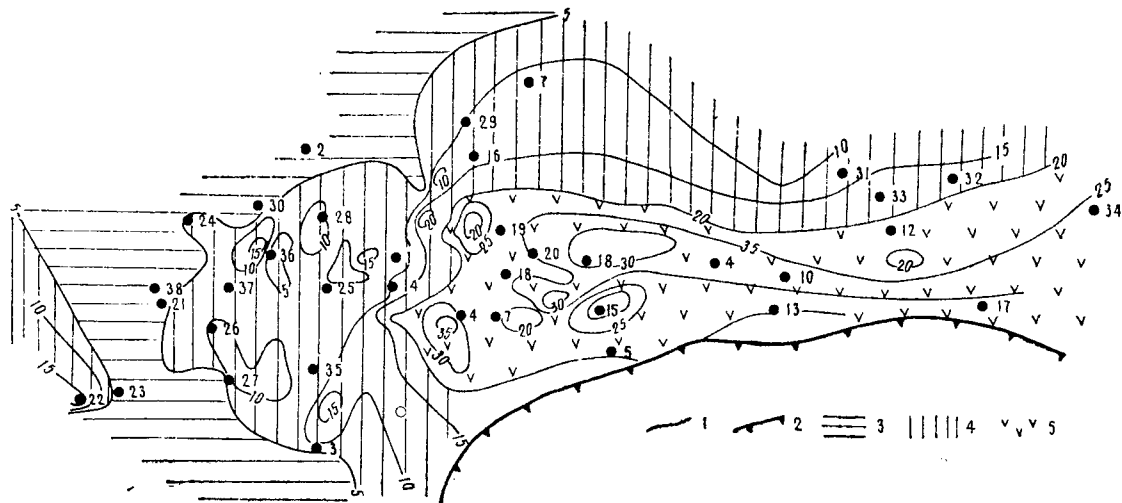


Рис. 5. Карта распространения тульского глинистого водоупора.

1 — линии равных мощностей; 2 — бортовой уступ Прикаспийской впадины; зоны развития водоупора мощностью 3 — до 5 м; 4 — 5—10 м; 5 — более 20 м. Площади: 1 — Александровская; 2 — Аткарская; 3 — Иловлинская; 4 — Квасниковская; 5 — Ерусланская; 6 — Золотовская; 7 — Приволжская; 8 — Грязнушинская; 9 — Стройгазовская; 10 — Марьевская; 11 — Миусская; 12 — Клинцовская; 13 — Ершовская; 14 — Колотовская; 15 — Любимовская; 16 — Ириновская; 17 — Пигаревская; 18 — Калининская; 19 — Генеральская; 20 — Фурмановская; 21 — Вольновская; 22 — Ивановская; 23 — Терсинская; 24 — Шалинская; 25 — Дмитриевская; 26 — Кленовская; 27 — Иловатская; 28 — Языковская; 29 — Тепловская; 30 — Федоровская; 31 — Пугачевская; 32 — Рахмановская; 33 — Комсомольская; 34 — Карповская; 35 — Топовская; 36 — Урицкая; 37 — Колокольцовская; 38 — Голицынская.

Таблица 4

Характеристика коллекторских свойств пород догульского гидрогеологического комплекса

Литологический состав	Возраст	Пористость, %	Газопроницаемость, <i>мд</i>
Песчано-алевритовый	кыновско-пашинский	10—15,25	1—1000
Известняк	саргаевский	0,86	0,01
Песчаник	саргаевский	4,1	3,9
Известняк	воронежский	0,7—9,2	0,01
Известняк	задонско-елецкий	0,5—4,9	0,01
Известняк	данково-лебедянский	0,7—3,2	0,01—0,08
Известняк	заволжский	0,2—14,4	0,01
Известняк	упинский	0,2—7,8	0,01
Алевролит	упинский	15	3,3
Известняк	черепетско-кондурчинский	0,9—19,3	0,01—17,5
Песчаник	бобриковский	3—26	1—5530
Алевролит	бобриковский	1,7—13	0,01—42
Песчаник	тульский	0,03	до 4666
Алевролит	тульский	4,5—17	0,02—42
Известняк	тульский	1—15	0,01

колеблются от 0,9 до 19,3%, газопроницаемости — от 0,01 до 17,5 *мд*).

Наиболее высокими коллекторскими свойствами среди пород данного комплекса обладают песчаные пласты-коллекторы яснополянского надгоризонта.

3. Доверейский гидрогеологический комплекс включает карбонатные и терригенные породы нижнего и среднего карбона в интервале окско-серпуховско-мелекесских отложений.

Доверейский гидрогеологический комплекс от вышележащего отделяется верейской покрывкой — толщиной малопроницаемых глинистых пород в объеме III-ей верейской пачки. Мощность известковистых аргиллитоподобных глин достигает 70 м. Широкое развитие имеют и нижележащие глинистые отложения мелекесского горизонта, усиливающие экранирующее значение регионально выдержанной верейской покрывки (рис. 6).

Пласты-коллекторы третьего гидрогеологического комплекса представлены карбонатными породами. Ограниченное распространение имеют пласты песчаников алексинского горизонта и небольшие прослои водоносных песчаников и алевролитов — в мелекесском.

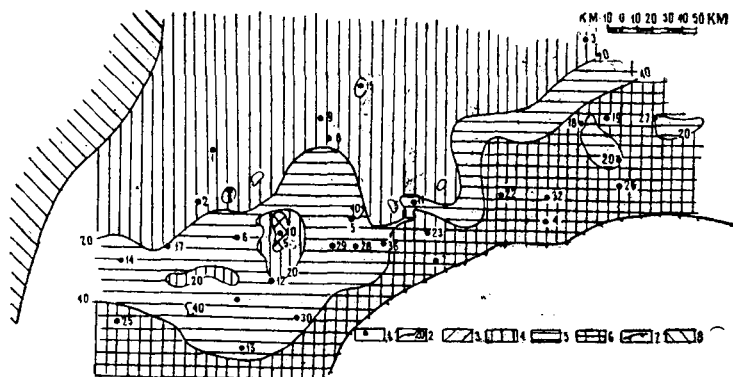


Рис. 6. Схематическая карта распространения верейского глинистого водоупора.

1 — площадь и ее номер; 2 — линии равных мощностей; зоны развития водоупора мощностью 3—до 5 м; 4—5—20 м; 5—20—40 м; 6—более 40 м; 7 — бортовой уступ Прикаспийской впадины; 8 — зона отсутствия верейского водоупора. Площади: 1 — Аткарская; 2 — Андреевская; 3 — Богородская; 4 — Ершовская; 5 — Грязнушинская; 6 — Дмитриевская; 7 — Ерусланская; 8 — Ириновская; 9 — Тепловская; 10 — Колотовская; 11 — Калининская; 12 — Красноармейская; 13 — Иловлинская; 14 — Голицынская; 15 — Казанлинская; 16 — Языковская; 17 — Колокольцовская; 18 — Пугачевская; 19 — Давыдовская; 20 — Клинцовская; 21 — Перелобская; 22 — Миусская; 23 — Любимовская; 24 — Топовская; 25 — Терсинская; 26 — Стройгазовская; 27 — Рахмановская; 28 — Приволжская; 29 — Квасниковская; 30 — Золотовская; 31 — Южно-Степновская; 32 — Марьевская.

Известняки данного гидрогеологического комплекса характеризуются низкими коллекторскими свойствами, среди терригенных пород наилучшими коллекторскими свойствами обладают алексинские песчаники (табл. 5).

4. **Добайосский гидрогеологический комплекс** сложен породами среднего и верхнего карбона, перми и триаса. Водоупор-

Таблица 5
Характеристика коллекторских свойств пород доверейского гидрогеологического комплекса

Литологический состав	Возраст	Пористость, %	Газопроницаемость, мд
Песчаник Известняк	алексинский окско-серпуховской	15—25	42—1914
		0,8—5	0,01
Известняк Известняк	намюрский нижнебашкирский	0,8—5,6	0,01
		до 13	0,01
Песчаник Алевролит	мелекесский мелекесский	5,0—28,5	0,3—162,8
		4—20	0,004—33
Известняк	мелекесский	0,1—5,7	0,01

ной кровлей этого комплекса является глинистая толща, прослеживающаяся в кровле байосского яруса и имеющая широкое распространение в пределах Нижнего Поволжья, включая территорию солянокупольных районов Прикаспийской впадины (рис. 7).

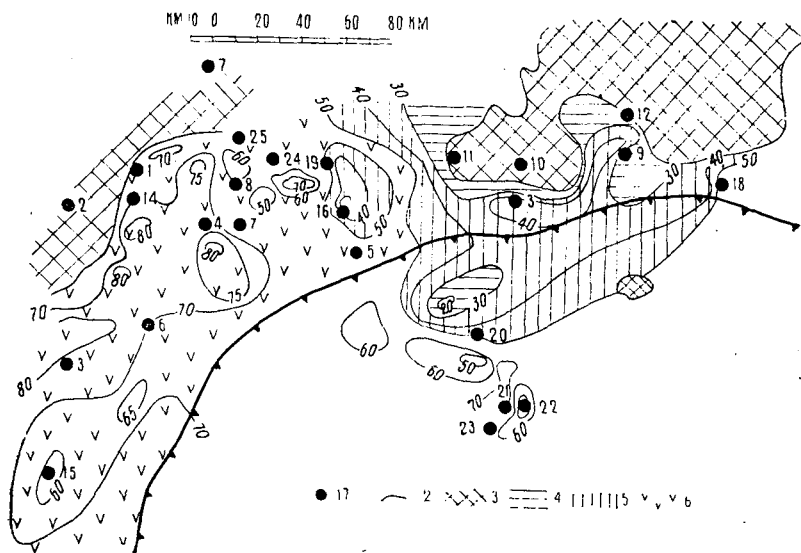


Рис. 7. Карта распространения байосского глинистого водоупора.

1 — площадь и ее номер; 2 — линии равных мощностей; 3 — зона отсутствия водоупора; зоны развития водоупора мощностью 4 — менее 30 м; 5 — 30—50 м; 6 — более 50 м. Площади: 1 — Александровская; 2 — Аткарская; 3 — Иловлинская; 4 — Квасниковская; 5 — Ерусланская; 6 — Золотовская; 7 — Приволжская; 8 — Грязнушинская; 9 — Стройгазовская; 10 — Марьевская; 11 — Миусская; 12 — Клинцовская; 13 — Ершовская; 14 — Колотовская; 15 — Уметовская; 16 — Любимовская; 17 — Ириновская; 18 — Пигаревская; 19 — Калининская; 20 — Таловская; 21 — Спортивная; 22 — Веселовская; 23 — Новоузенская; 24 — Фурмановская; 25 — Генеральская.

Мощность покрывки колеблется в пределах 15—90 м, причем на большей части региона она составляет более 50 м.

Байосские глины характеризуются каолинитово-гидрослюдистым составом с небольшими содержаниями монтмориллонитов и более высоким — гидрослюдизированных монтмориллонитов. Повсеместно перекрывающая байосскую покрывку батская глинистая пачка, мощностью 20—30 м, усиливает ее флюидоупорные свойства и обеспечивает разобщенность ве-

рейско-байосского гидрогеологического комплекса от послебайосского.

В строении четвертого гидрогеологического комплекса основное место занимают карбонатные и карбонатно-сульфатные отложения.

Лишь в основании комплекса встречаются верейские песчано-глинистые отложения, прослой же песчаников и алевролитов — в нижней пачке отложений татарского яруса и в ветлужской серии нижнего триаса. Сведения о коллекторских свойствах пород данного комплекса приведены в табл. 6.

Таблица 6

Характеристика коллекторских свойств пород добайосского гидрогеологического комплекса

Литологический состав	Возраст	Пористость, %	Газопроницаемость, <i>мд</i>
Песчаник	верейский	9—30	1—2500; 3600
Алевролит	верейский	2—24,7	0,08—56
Известняк	верейский	1,9—16,8	0,01—0,4
Известняк	московский	2—22	0,01—0,2
Известняк	оренбургский	2—15	0,01
Песчаник	ветлужский	13,4—30,8	0,03—2370
Алевролит	ветлужский	13,4—15,9	0,02—0,09

Карбонатные пласты-коллекторы представлены известняками со значениями пористости 1,9—22% и проницаемости от 0,01 до 0,4 *мд*. Высокими коллекторскими свойствами обладают песчаные пласты: значения пористости колеблются от 9 до 30,8%, проницаемость — 1—3600 *мд*.

Выделенные гидрогеологические комплексы отвечают основным нефтегазоносным комплексам Нижнего Поволжья, что отчетливо иллюстрируется схемой связи региональных покрышек с нефтегазоносностью разреза (рис. 8).

В разрезе четко выделяется три основных зоны повышенной нефтегазоносности, соответствующих регионально выдержанным глинистым разделам муллинского, тульского и верейского возрастов.

Эти покрышки контролируют приуроченность залежей к каждому комплексу и высоту стратиграфического этажа нефтегазоносности. На участках, где покрышки отсутствуют или представлены сокращенными мощностями, верхний предел стратиграфического этажа нефтегазоносности повышается до следующей региональной покрышки.

Залежи нефти и газа представляют собой сложную смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов и соединений. Вследствие этого ореолы их рассеяния в зависимости от того, по каким геохимическим индикаторам они определяются, существенно различны. Каждая нефтяная и газовая залежь создает множество ореолов рассеяния, количество которых определяется числом компонентов, входящих в состав нефти и газа. Поэтому в каждом конкретном случае изучения ореолов рассеяния нефтяной (газовой) залежи необходимо учитывать, по какому компоненту (соединению) этот ореол определяется. Наиболее обоснованные представления о масштабах рассеяния залежей нефти и газа могут быть получены при использовании максимально широкого комплекса геохимических индикаторов, фиксирующих данный процесс.

Однако такими индикаторами являются лишь компоненты, генетически связанные с нефтью и газом, т. е. сами мигранты нефтяных и газовых залежей. При использовании показателей другого рода будут фиксироваться уже не ореолы рассеяния, а ореолы влияния залежей, т. е. зоны, в пределах которых изменение концентраций компонентов связано не с процессом миграции из залежей, а с определенным изменением геохимической обстановки, возникающей в окрестностях залежей в результате взаимодействия с окружающей средой. В качестве показателей, фиксирующих ореолы влияния залежей, могут быть названы, например, сульфаты и бикарбонаты.

Часто наблюдаемое изменение концентраций этих компонентов в водах нефтяных и газовых залежей связано не с миграцией их из залежей, а с явлением так называемого процесса подземного окисления углеводородов, в результате которого отмечаются зоны влияния залежей, отражаемые пониженными концентрациями сульфатов и повышенными содержаниями бикарбонатов.

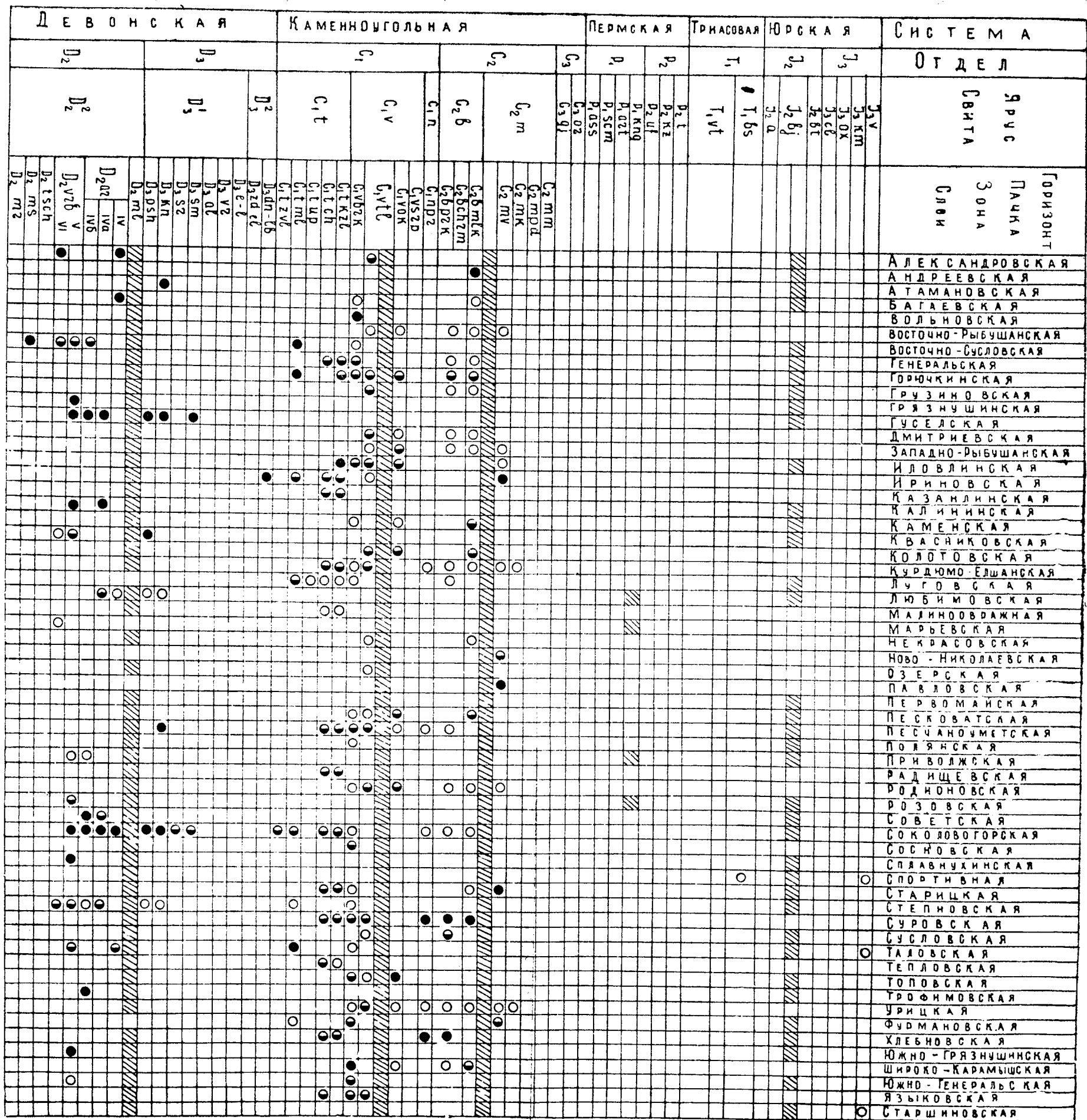


Рис. 8. Схема связи региональных покрывок с нефтегазоносностью разреза (Саратовское Поволжье).

1 — газовая залежь; 2 — нефтяная залежь; 3 — газонефтяная залежь; 4 — глинистые покрывки.

Сульфаты и бикарбонаты, так же, как некоторые другие компоненты ионно-селевого состава вод, относятся к косвенным гидрохимическим показателям нефтегазонасыщенности. Вследствие целого ряда причин эффективность их использования в практике поисково-разведочных работ очень невелика. Поэтому не представляет практического интереса определение ореолов влияния залежей по указанным ингредиентам состава вод, впрочем, так же, как и по другим косвенным гидрохимическим показателям.

Ярким подтверждением изложенного может служить анализ изменения степени сульфатности подземных вод по мере удаления от залежей нефти и газа. Как видно на рис. 9, только в трех случаях из девяти наблюдается увеличение содержания сульфатов ($\frac{SO_4}{Cl} \times 100$) в пластовых водах продуктивных горизонтов на расстояниях от 500 до 2000 м от внешнего контура нефть—вода (газ—вода). В водах большинства рассматриваемых залежей такой закономерности не наблюдается и содержание сульфатов в законтурных и приконтурных водах остается практически постоянным (Соколовогорское, Колотовское, Жирновское месторождения). Более того, иногда фиксируется даже некоторое уменьшение степени сульфатности законтурных вод по сравнению с приконтурными (Генеральское месторождение).

Совершенно иное положение с прямыми газогидрохимическими показателями. Генетическое родство с нефтью и газом, отсутствие переходных зон значений концентраций, свойственных водам продуктивных и непродуктивных структур и горизонтов, специфичность физико-химических свойств, обеспечивающая их сохранение в жестких термодинамических условиях на протяжении геологического времени, наконец, сравнительно высокие миграционные способности, обуславливающие возможность перехода из залежей нефти и газа в окружающие воды в количествах, превышающих фоновые — таковы основные характеристики предложенного комплекса прямых газогидрохимических показателей, определяющие возможность их исключительно высокой поисковой эффективности. Это обстоятельство обуславливает актуальность определения ореольного рассеяния залежей нефти и газа по указанным компонентам ОВ и газовой составляющей подземных вод (табл. 2).

Генетическая связь повышенных концентраций всех отмеченных индивидуальных компонентов и соединений с залежами нефти и газа была доказана (А. С. Зингер, 1966): а) зако-

номерным распределением концентраций по мере удаления от нефтегазоотдающих источников — залежей; б) зависимостью концентраций компонентов и показателей от состава (в том числе и фракционного) и физических свойств нефтей и газов; в) экспериментальными исследованиями по определению возможности миграции и перехода этих компонентов из нефти и газа в воду, показавших, что количество перешедших в воду соединений выше значений, характерных для фона продуктивного региона; г) изучением распределения и содержания органических соединений не только в водах, но и породах «пустых» и продуктивных структур; д) практически полным отсутствием бензола, толуола и пентанов в водах, не связанных с залежами нефти и газа; е) установлением конкретных числовых значений соответствующих коэффициентов состава водорастворенного газа, указывающих на продуктивность исследуемых структур и горизонтов и на типы ожидаемых к открытию залежей.

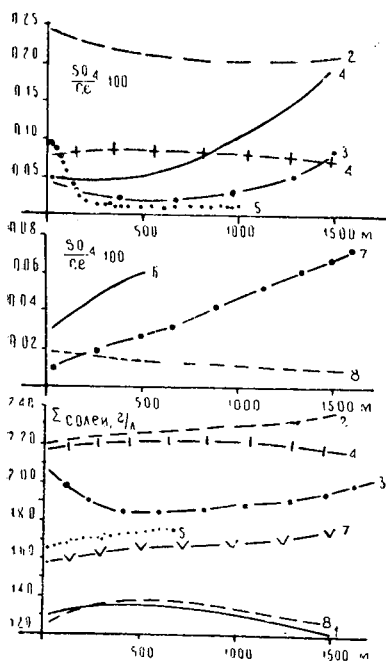


Рис. 9. Изменение степени сульфатности и минерализации вод по мере удаления от контура нефтегазоносности.

Площади: 1 — Колотовская (мелекесский горизонт); 2 — Степновская (воробьевский горизонт, пласт Д₂V); 3 — Горючкинская (бобриковский горизонт); 4 — Соколовгорская (бобриковский горизонт); 5 — Генеральская (бобриковский горизонт); 6 — Елшанская (бобриковский горизонт); 7 — Песчаноуметская (бобриковский горизонт); 8 — Жирновская (тульский горизонт).

Также было показано, что фоновый состав подземных вод в продуктивных регионах является отражением региональных процессов нефтеобразования и миграций углеводородов и для условий Нижнего Поволжья выражается:

а) постоянным присутствием в водах битума в количестве до 0,001 г/л; б) содержанием аминов до 0,04 мг/л; в) содержанием органического фосфора до 0,25 мг/л; г) содержанием фенолов до

а) постоянным присутствием в водах битума в количестве до 0,001 г/л; б) содержанием аминов до 0,04 мг/л; в) содержанием органического фосфора до 0,25 мг/л; г) содержанием фенолов до

0,10 мг/л; д) примерным равенством углеводородных и кислородсодержащих соединений, определяемых в составе ОВ подземных вод по данным инфракрасной спектроскопии; е) значениями отношений:

$$\frac{\Sigma_{\text{углев}}}{\text{N}_2} < 14; \frac{\text{СН}}{\Sigma_{\text{т.у.}}} > 35; \frac{\text{СН}_4}{\text{C}_3\text{H}_8 + \text{высш.}} > 180.$$

Указанный комплекс прямых показателей нефтегазоносности по ОВ и газовой составляющей подземных вод с учетом отмеченных значений концентраций компонентов данного комплекса, характерных для фоновых вод, использован и для определения ореольного рассеяния залежей нефти и газа.

Более подробные доказательства генетической связи этих компонентов (показателей) с нефтью и газом, или отнесение их к ингредиентам залежей нефти и газа, так же как и обоснование значений фоновых концентраций, приведены в монографии, касающейся газогидрохимических критериев нефтегазоносности локальных структур (А. С. Зингер, 1966), и мы на них останавливаться не будем.

В связи с определившейся в последнее время возможностью использования в нефтепоисковом отношении еще одного представителя класса ароматических углеводородов — толуола и получением нового материала, иллюстрирующего широкие поисковые возможности метода инфракрасной спектроскопии, ниже рассматриваются эти два направления изучения состава ОВ подземных вод.

ТОЛУОЛ В СОСТАВЕ ОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Впервые определение толуола в подземных водах было проведено почти одновременно А. А. Карцевым, (А. А. Карцев, М. Д. Дудова и О. Д. Дитерихс, 1969) и А. С. Зингером (А. С. Зингер и Т. Э. Кравчик, 1969), соответственно для районов Предкавказья, Таджикистана и юго-востока Русской платформы. Несмотря на использование различных методик*, полученные данные о количественном со-

* Определение толуола проводилось А. А. Карцевым и др. по методике, специально разработанной М. Б. Дудовой и О. Д. Дитерихс (1969); нами использован метод М. Г. Голубевой (1961), применяемый для определения бензола.

Содержание бензола и толуола в подземных водах Нижнего Поволжья

Площадь	№ скв.	Интервал перфорац., м	Возраст	Литологический состав пород водоносных горизонтов	Минерализация воды, г/л	Содержание, мг/л		Бензол
						бензол	толуол	толуол

Законтурные и внутриконтурные воды газовых залежей

Спортивная	5	1835—1850	триасовый	терригенные	272,2	0,20	0,03	6,6
Спортивная	5	1784	триасовый	терригенные	209,8	0,60	0,50	1,2
Некрасовская	42	1503—1501	мелекесский	терригенные	175,2	0,29	0,20	1,4
Степновская	43	2134—2142	морсовский	терригенные	188,4	1,00	—	3,3
Некрасовская	136	1512—1518	мелекесский	терригенные	—	0,20	0,15	1,3
Степновская	16	1728—1734	бобриковский	терригенные	213,7	0,26	0,13	2,0
Родионовская	8	1240—1244	черемшанский	терригенные	128,6	0,20	0,15	1,3
Таловская	6	934—942	верхневолжский	карбонатные	180,2	0,09	0,03	3,0

Законтурные и внутриконтурные воды нефтяных залежей

Ершовская	22	3102—3114	черноярский	терригенные	176,5	0,65	0,45	1,4
Квасниковская	15	2721—2723	живетский	терригенные	229,5	0,12	0,04	3,0
Квасниковская	23	2670—2650	живетский	терригенные	246,3	0,28	0,07	4,0
Богородская	1	1213—1240	бобриковский	терригенные	187,0	0,01	нет	—
Языковская	5	860—870	черемшано-прикамский	терригенные	—	0,20	нет	—
Языковская	7	1198—1200	тульский	терригенные	182,2	нет	нет	—

Площадь	№ скв.	Интервал перфорац., м	Возраст	Литологический состав пород водоносных горизонтов	Минерализация воды, г/л	Содержание, мг/л		Бензол
						бензол	толуол	

Законтурные и внутриконтурные воды газонефтяных залежей

Западно-Рыбуш.	27	1792—1797	окский	карбонатные	211,7	0,04	нет	—
Восточно-Суслов.	42	1850—1869	живетский	терригенные	131,3	1,50	1,50	1,0
Любимовская	17	2739—2767	кыновско-пашийский	терригенные	202,3	0,18	0,04	4,5
Любимовская	15	2625—2634	—»—	терригенные	218,0	0,20	следы	—
Любимовская	7	2636—2642	кыновско-пашийский	терригенные	195,8	0,12	0,04	3,0
Дмитриевская	6	1786—1801	тульский	терригенные	214,1	0,01	нет	—
Дмитриевская	39	1857—1853	тульский	терригенные	199,6	нет	нет	—
Фурмановская	21	964—966	мелекесский	терригенные	144,8	нет	нет	—

Воды горизонтов с неустановленной нефтегазоносностью в пределах продуктивных структур

Некрасовская	37	879—904	верхний карбон	карбонатные	139,0	нет	нет	—
Квасниковская	6	2813—2822	мосоловский	карбонатные	225,6	0,07	нет	—
Куриловская	3	2190—2204	триасовый	терригенные	254,7	0,02	нет	—
Марьевская	9	1913—1920	морсовский	терриген.-карбон.	231,3	0,02	след.	—
Языковская	2	785—787	верейский	терригенные	63,3	нет	нет	—
Озерская	2	1238—1223	черепетский	карбонатные	—	0,24	0,11	2,1
Приволжская	9	2874—2863	живетский	терригенные	264,4	0,13	0,08	1,6
Приволжская	17	2894—2898	мосоловский	карбонатные	231,0	0,05	нет	—
Приволжская	13	2981—2988	мосоловский	карбонатные	211,4	0,09	0,02	4,5
Дмитриевская	39	1383—1380	верейский	терригенные	150,5	0,2	нет	—

Продолжение

Площадь	№ скв.	Интервал перфорац., м	Возраст	Литологический состав пород водоносных горизонтов	Минерализация воды, г/л	Содержание, мг/л		Бензол
						бензол	толуол	толуол
Дмитриевская								
Южно-Генеральская	4	950—958	верейский	терригенные	88,1	0,05	нет	—
Клинцовская	2	2375—2361	бийский	терригенные	—	0,01	нет	—
Полянская	1	1412—1395	малевский	карбонатные	191,6	0,03	нет	—
Богородская	1	1324—1327	малевский	карбонатные	—	0,02	нет	—
Любимовская	1	1550—1565	мелекесский	терригенные	154,7	след.	нет	—
Грязнушинская	4	2060—2080	живетский	терригенные	236,0	0,06	0,02	3,0
Грязнушинская	4	1795—1781	малевский	карбонатные	199,5	0,25	0,20	1,2

Воды структур, не содержащих залежей нефти и газа

Голицынская	1	810—816	верейский	терригенные	64,9	нет	нет	—
Чаплыгинская	1	635—656	воробьевский	терригенные	—	нет	нет	—
Чаплыгинская	1	540—517	ястребовский	карбонатные	—	нет	нет	—
Колокольцовская	1	1054—1058	верейский	терригенные	70,9	нет	нет	—
Ильменская	1	814—792	бийский	карбонатные	106,1	нет	нет	—
Ильменская	1	730—731	воробьевский	терригенные	—	нет	нет	—
Ильменская	1	682—662	старооскольский	терригенные	—	нет	нет	—
Ильменская	1	595—620	франкий	карбонатные	91,6	нет	нет	—
Ильменская	1	531—548	франкий	карбонатные	84,8	нет	нет	—

держании толуола, об основных закономерностях его распределения в подземных водах и возможностях использования в качестве гидрохимического показателя нефтегазоносности для названных районов в целом оказались весьма близкими между собой.

Изучение толуола проводилось в подземных водах и росах хлоркальциевого типа самой различной минерализации, достигающей 272 г/л (табл. 7). В законтурных и внутриконтурных водах нефтяных, газонефтяных и газовых залежей установлено содержание толуола в количестве от следов до 1,5 мг/л. В пределах чувствительности метода толуол не обнаружен в водах непродуктивных структур и в водах горизонтов, залегающих на небольших глубинах от дневной поверхности, в зоне активного водообмена. На продуктивных структурах, в водах горизонтов, не содержащих залежей нефти и газа, толуол, как правило, также не обнаружен.

Распределение концентраций толуола не находится в видимой связи ни с величиной минерализации подземных вод, ни с литологическим составом водовмещающих пород. Основным источником, определяющим появление толуола в подземных водах, являются залежи нефти и газа. Поэтому толуол, как и бензол, может рассматриваться в качестве прямого гидрохимического показателя нефтегазоносности. Подтверждением этого положения является не только установленная закономерность наличия толуола в водах продуктивных горизонтов, но и отсутствие его в водах, не испытывающих влияния залежей нефти и газа.

Не менее важна и определенная зависимость изменений концентраций толуола (как и бензола) от удельного веса и состава нефтей, с которыми контактируют подземные воды (рис. 10). На графике, иллюстрирующем указанную закономерность, нанесены результаты определения бензола и толуола только в водах, контактирующих с нефтяными залежами (приконтурные и внутриконтурные воды).

Непосредственный контакт нефти и пластовых вод отражает реальную картину влияния физико-химических свойств нефти на растворимость таких трудно растворимых в воде жидкостей, как углеводороды.

Четко прослеживается закономерное увеличение концентраций бензола и толуола параллельно с уменьшением удельного веса нефтей, температуры начала кипения и соответственно с возрастанием легких фракций нефтей (до 100 и 150° С).

Подземные воды, контактирующие с утяжеленными и тяже-

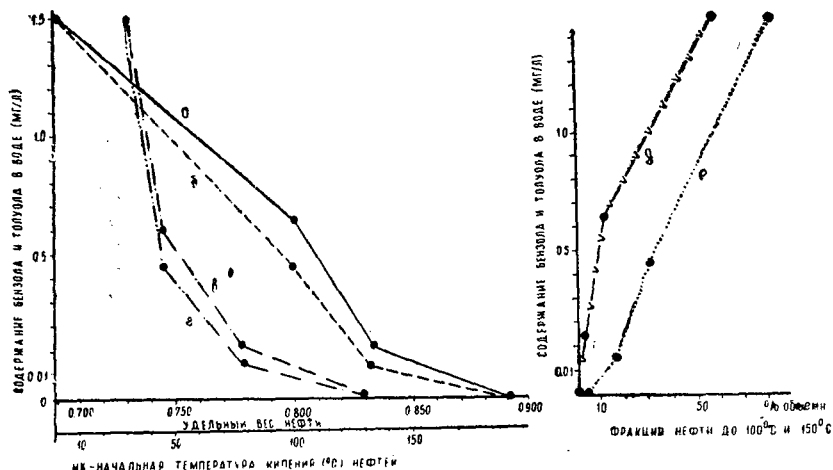


Рис. 10. Зависимость содержания бензола и толуола в воде от удельного веса и состава нефтей.

Кривые распределения концентраций: *a* — бензола в зависимости от удельного веса нефтей; *b* — толуола в зависимости от удельного веса нефтей; *c* — бензола в зависимости от начальных температур кипения нефтей; *d* — толуола в зависимости от начальных температур кипения нефтей; *e* — бензола в зависимости от содержания в нефти фракций с температурами кипения до 100° С; *e* — толуола в воде в зависимости от содержания в нефти фракций с температурами кипения до 150° С.

лыми нефтями (удельного веса 0,890 и выше), с высокими начальными точками кипения и, следовательно, характеризующимися отсутствием фракций до 100°, а также отсутствием или незначительным содержанием фракций до 150°, не содержат бензола и толуола.

Таким образом, представленная зависимость изменения содержаний бензола и толуола от удельного веса и состава нефтей, раскрывающая генетический смысл связи углеводородов залежей с углеводородами водорастворенного органического вещества, довольно сложна. Она не проявляется при общем сопоставлении типов нефтей и содержаний в водах ароматических углеводородов, тем более в условиях существенно различных термодинамических параметров залежей, как это показано В. Н. Корценштейном (1968) для Южного Мангышлака и Южного Предкавказья.

В составе нефтей различных нефтегазоносных бассейнов мира всегда наблюдается избыток толуола над бензолом. Не составляют исключения и нефти Нижнего Поволжья (табл. 8), где величина отношения бензола к толуолу, вне связи с раз-

Таблица 8

Содержание бензола и толуола в нефтях месторождений Саратовской области
(по данным Н. В. Кулакова и др. 1964—1967 гг.)

Месторождение	№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Уд. вес нефти	Содержание бензола и толуола, весовые %					
					на нефть			на фракции до 150°		
					бен-зол	толу-ол	отношение бензол/толуол	бен-зол	толу-ол	отношение бензол/толуол
Колотовское	37	верхнебашкирский	1448—1490	0,821	0,06	0,26	0,23	0,32	1,30	0,24
Колотовское	34	тульский	1792—1810	0,808	0,05	0,25	0,20	0,17	0,97	0,17
Песчано-Уметское	83	бобриковский	1905—1965	0,842	—	0,02	—	—	0,14	—
Соколовогорское	73	пашийский	1773—1784	0,829	0,05	0,23	0,21	0,25	1,05	0,23
Соколовогорское	95	воробьевский	2001—2025	0,822	0,10	0,20	0,50	0,44	0,91	0,48
Степновское	26	старооскольский	2299—2236	0,850	0,11	0,32	0,34	1,75	5,22	0,33
Грязнушинское	3	воробьевский	2002—2008	0,795	0,05	0,17	0,29	0,20	0,61	0,30

личной стратиграфической приуроченностью залежей, всегда меньше единицы.

В отличие от нефтей в подземных водах, наоборот, содержание бензола, как правило, превышает содержание толуола и величина отношения бензола к толуолу больше единицы (табл. 7). Более того, при низком содержании бензола в водах (порядка 0,03—0,04 мг/л и ниже) толуол вообще отсутствует. Установленный факт повышенного содержания в водах бензола находится в полном соответствии с общей закономерностью уменьшения значений истинной растворимости веществ, приуроченных к одному классу соединений, с увеличением их молекулярного веса. При температуре 18—20°С растворимость бензола в 100 г воды составляет 0,08 г, тогда как для толуола (при температуре 16°С) она почти в два раза ниже — 0,05 г.

Полученное соответствие между значениями истинной (молекулярной) растворимости и фактическим распределением концентрации бензола и толуола убедительно указывает на незначительную роль мицеллярной растворимости в определении масштабов миграции углеводородов в жестких природных растворах хлоркальциевого типа.

Как известно, решающим аргументом в пользу гидрогеологической гипотезы происхождения нефти в варианте, предложенном Е. Г. Бейкером (1960) являлось положение о преобладающей роли мицеллярной растворимости в процессе миграции углеводородов в подземных водных растворах. Именно повышенной мицеллярной растворимостью бензола в слабых коллоидных электролитных растворах Е. Г. Бейкер и объяснял преобладание в нефтях толуола над бензолом.

Проведенное изучение соотношений концентраций бензола и толуола не в искусственно приготовленных (как это делал Е. Г. Бейкер), а в природных растворах позволило получить более реальные представления о действительной роли мицеллярной растворимости, по крайней мере, для условий миграции углеводородов в высокоминерализованных водах хлоркальциевого типа. Как отмечалось выше, эта роль весьма мала.

Совместное отщелачивание бензола и толуола в подземных водах других генетических типов и главным образом в седиментационных водах позволит всесторонне осветить влияние мицеллярной растворимости в процессе миграции углеводородов в природных растворах.

Значение толуола как гидрохимического показателя нефтегазоносности в целом близко к бензолу. Однако вследствие более сложного строения молекулы толуола и худшей раство-

римости он обладает меньшей миграционной способностью, чем бензол, и значительно реже встречается в водах горизонтов, непосредственно не содержащих залежей нефти или газа. Следовательно, наличие толуола с еще большей вероятностью (по сравнению с бензолом) указывает на продуктивность именно тех отложений, в водах которых толуол обнаружен.

ИНФРАКРАСНЫЕ СПЕКТРЫ ПОГЛОЩЕНИЯ ОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД И ВОДОВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД

Характеристика ОВ подземных вод, получаемая методом инфракрасной спектроскопии, по существу еще не получила широкого признания в качестве важного гидрохимического показателя нефтегазоносности. Между тем хорошо известно, что методы прямого массового определения всех компонентов и соединений ОВ подземных вод аналитической химией пока не разработаны, и инфракрасная спектроскопия является, пожалуй, единственным средством наиболее полного познания всей сложной системы водорастворенной части ОВ.

Принципиальная возможность использования данных инфракрасной спектроскопии, базирующаяся на отличии ОВ подземных вод регионов с неустановленной нефтегазоносностью (часть территории восточного склона Воронежского свода) и вод «пустых» и продуктивных структур и горизонтов, располагающихся в пределах нефтегазоносных бассейнов, уже неоднократно подчеркивалась нами (А. С. Зингер, 1966; А. С. Зингер, И. И. Сидоров, Т. Э. Кравчик, 1969).

К настоящему времени накоплен новый большой фактический материал (около 200 проб подземных вод), позволяющий проследить характер изменений в соотношениях компонентного состава ОВ подземных вод в зависимости от степени влияния, оказываемого на их формирование залежами нефти и газа, а также ОВ водовмещающих пород.

Прежде всего, необходимо отметить, что наиболее яркой особенностью всех спектрограмм ОВ подземных вод «пустого» региона (рис. 11) является резко выраженное доминирование интенсивных и широких полос поглощения в области высоких частот $1800-1700\text{ см}^{-1}$ (левая часть кривой), отражающих суммарное содержание кислородных соединений. Чаще всего в этой области выделяются пики с вершинами $1740-1754\text{ мкм}^{-1}$, реже — $1625-1720\text{ см}^{-1}$, что, как отмечает Е. А. Глебовская (1956), указывает на преобладание в ОВ вод кислородных соединений, связанных либо с сингенетичным битумом, либо с

битумами современных осадков (1740 см^{-1}), и на подчиненное значение кислородных соединений, генетически связанных с нефтью (1720 см^{-1}).

В области высоких частот почти не проявляются гетероциклические ароматические соединения, им отвечает лишь одна, едва выделяющаяся пика, с частотой поглощения $1610\text{--}1612 \text{ см}^{-1}$.

Левая часть спектрограмм характеризуется, кроме того, узкими, довольно ясно выраженными полосами поглощения функциональных групп сложных парафиновых и нафтеновых

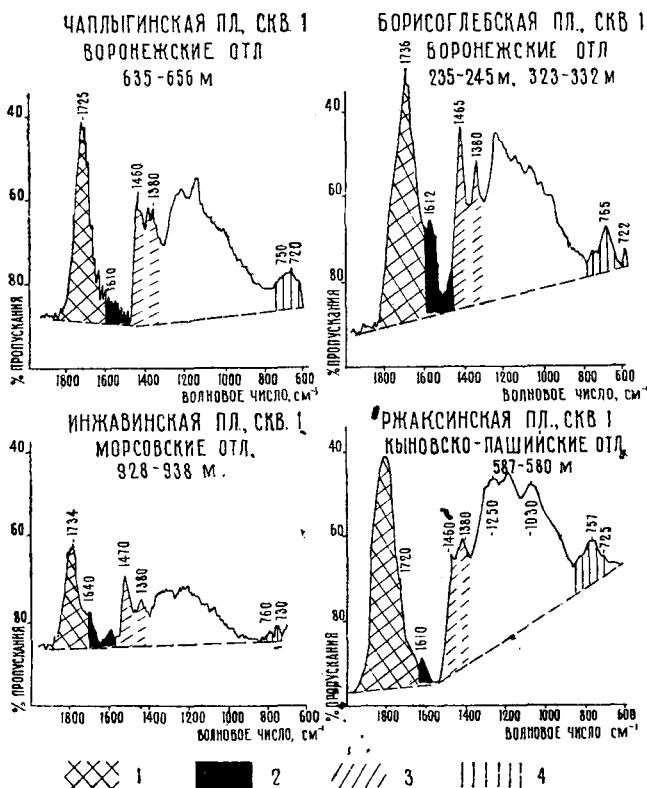


Рис. 11. Инфракрасные спектры поглощения битумной части ОВ подземных вод девонских отложений восточного склона Воронежского свода.

Области проявления: 1 — кислородных соединений; 2 — гетероциклических соединений; 3 — парафиновых и нафтеновых структур; 4 — высокомолекулярных ароматических и парафиновых структур.

структур (1465 см^{-1} , $1380\text{—}1374 \text{ см}^{-1}$), но высота этих полос намного меньше высоты пик кислородных соединений, и их отношение ($K_1 = I \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1740 \text{ см}^{-1}}$) лежит в пределах от 0,4 до 0,8.

Центральный участок спектрограмм почти не дифференцирован и вследствие этого не может быть расшифрован. Далее кривая записи плавно опускается в область низких частот, где полосами малой интенсивности ($817, 765\text{—}750, 725\text{—}720 \text{ см}^{-1}$) слабо проявляются функциональные группы различных высокомолекулярных ароматических соединений и нормальных парафиновых структур с длинной цепочкой.

Совершенно другой вид имеют спектрограммы ОВ пластовых вод, непосредственно связанных с залежами нефти и газа (рис. 12). В приконтурных водах, как правило, отмечается явное преобладание парафиновых и нафтеновых углеводородов над всеми остальными компонентами, входящими в состав ОВ, и особенно над кислородными, что хорошо отражается соотношениями высот соответствующих полос поглощения ($K_1 = I \frac{\text{углеводородн.}}{\text{кислородн.}}$) Если на площадях восточного склона Во-

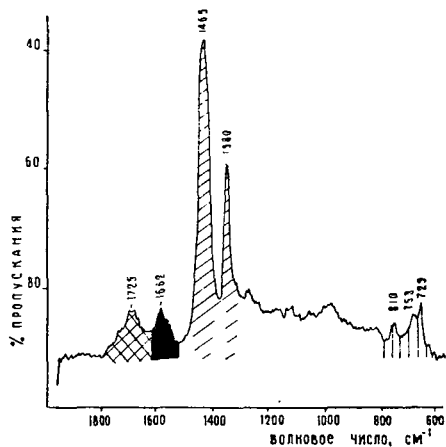


Рис. 12. Спектральная характеристика битумной части органического вещества пластовых вод приконтурной зоны газонефтяного месторождения. Условные обозначения — на рис. 11.

воронежского свода отношение углеродородных компонентов к кислородным ($K_1 = I \frac{\text{углеродородн.}}{\text{кислородн.}}$) колеблется в пределах от 0,4 до 0,8, то в приконтурных водах большинства месторождений оно резко возрастает до значений 2,4—6,7.

Выявленные с помощью инфракрасных спектров поглощения особенности состава ОВ подземных вод приконтурных зон продуктивных горизонтов, вероятнее всего, обусловлены влиянием залежей, что и определяет их нефтепоисковое значение.

Однако более обоснованное утверждение генетической связи состава ОВ подземных вод с нефтью и газом и определение эффективности использования установленных закономерностей в качестве гидрохимических критериев может быть сделано только после изучения характеристики ОВ водовмещающих пород, а также тех изменений, которые фиксируются в водах по мере удаления от нефтегазоотдающих источников.

Другими словами, задача сводится к выяснению роли водовмещающих пород и залежей нефти и газа в формировании состава ОВ подземных вод.

С этой целью в первую очередь необходимо было проанализировать характер распределения основных групп ОВ в единой системе порода—вода в условиях «пустого» региона, где формирование состава ОВ подземных вод происходит вне ореолов рассеяния залежей нефти и газа и связано в основном только с битумами пород водовмещающих толщ. Такое комплексное изучение спектрограмм ОВ пород и приуроченных к ним вод в «пустом» регионе было проведено для девона восточного склона Воронежского массива.

Выбранные для исследования породы бедны органическим веществом и характеризуются близкими записями спектров битумной части.

В общих чертах спектрограммы ОВ пород весьма просты. В левой их части кривая записи, без каких-либо обособленных пик, охватывает широкую область проявления кислородных, в том числе и гетероциклических ароматических структур, причем максимальной высоты кривая достигает в интервале поглощения $1740—1720 \text{ см}^{-1}$, постепенно снижаясь в области гетероциклических ароматических структур.

В связи с этим трудно определить соотношения между данными соединениями, возможно лишь отметить явное преобладание кислородных компонентов ($1740—1720 \text{ см}^{-1}$) над гетероциклическими ароматическими структурами, проявляющимися в области 1610 см^{-1} (рис. 13).

Чаплыгинская пл.

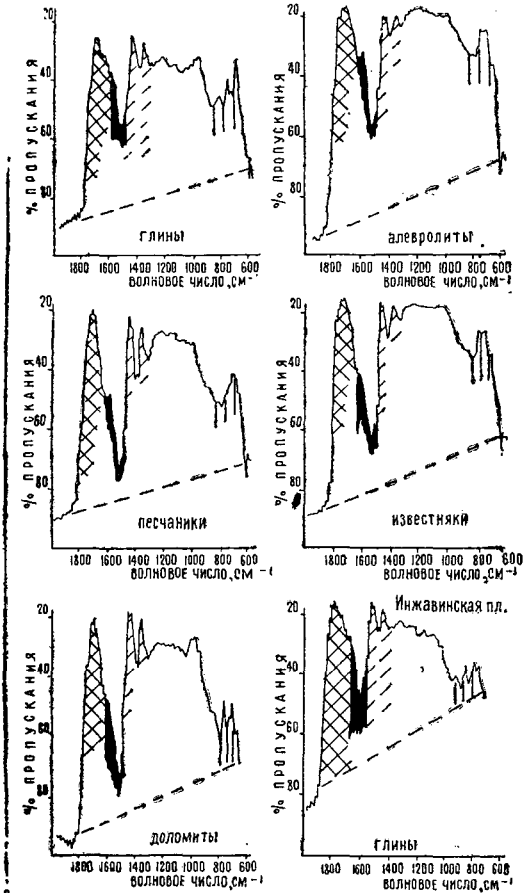


Рис. 13. Инфракрасные спектры поглощения битумной части органического вещества девонских пород восточного склона Воронежского свода. Условные обозначения — на рис. 11.

Таблица 9

Соотношение основных групп соединений в битумной части ОВ пород по данным инфракрасных спектров поглощения

	Литология	Площадь	Скв. №	Возраст	Глубина	Значения основных коэффициентов*		
						K ₁	K ₂	K ₃
Породы „пустого“ региона	Глина	Инжавинская	1	девонский	594—595	0,90	—	0
	Глина	Чаплыгинская	1	девонский	387—388	1,00	—	0
	Песчаник	Чаплыгинская	1	девонский	574,5	0,90	—	0
	Песчаник	Чаплыгинская	1	девонский	678	0,90	—	0
	Песчаник	Чаплыгинская	1	девонский	576	0,90	—	0
	Карбонатные породы	Чаплыгинская	1	девонский	761,3	1,00	—	—
	Карбонатные породы	Чаплыгинская	1	девонский	741,6	0,90	—	0
Породы продуктивных толщ из приконтурных скважин	Глины	Старицкая	3	верейский	856—860	1,14	0,52	0,50
	Глины	Языковская	6	тульский	1170—1175	1,00	0,71	0,59
	Алевролиты	Зап. Рыбушанская	10	тульский	1810—1814	0,89	0,41	0,90
	Карбонатные породы	Гуселкинская	8	семилуцкий	1697—1702	1,00	0,83	0,45
	Карбонатные породы	Озерская	2	тульский	1215—1221	1,00	0,77	0,59
	Карбонатные породы	Родионовская	24	окский	1521—1525	0,86	0,83	0,77
	Карбонатные породы	Языковская	4	тульский	1237—1241	1,00	0,62	0,77

$$* K_1 = I \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1740-1720 \text{ см}^{-1}}; K_2 = I \frac{1610 \text{ см}^{-1}}{1740-1720 \text{ см}^{-1}}; K_3 = I \frac{725 \text{ см}^{-1}}{750 \text{ см}^{-1}}$$

В средней части кривой небольшими пиками проявляются парафиновые и нафтеновые углеводороды (1465 и 1380 см^{-1}), в правой — слабо проявляются высокомолекулярные ароматические структуры (750 см^{-1}), очень редко здесь выделяются пики 725 см^{-1} , отвечающие нормальным парафиновым структурам с длинной цепочкой. Основные группы соединений ОВ — кислородные и углеводородные — проявляются во всех спектрах с одинаковой интенсивностью и соотношением высот соответствующих пик (K_1) близко к единице (табл. 9).

Подробное описание спектрограммы ОВ вод «пустого» региона было дано выше, здесь же следует лишь подчеркнуть, что в ОВ этих вод, по сравнению с водовмещающими толщами пород, значительно возрастает роль кислородных соединений, в соответствии с чем коэффициент K_1 уменьшается до $0,6—0,4$. Относительно лучше, чем в породах, проявляются гетероциклические ароматические структуры в виде отдельной, обособ-

Таблица 10

Соотношение основных групп соединений в битумной части ОВ пластовых вод по данным инфракрасных спектров поглощения

	Площадь	№ скв.	Возраст	Значения основных коэффициентов*		
				K_1	K_2	K_3
Воды «пустого» региона	Чаплыгинская	1	девонский	0,66	0,12	1
	Борисоглебская	1	девонский	0,71	0,40	0,40
	Инжавинская	1	девонский	0,40	0,33	0
		1	девонский	0,77	0,48	0,35
	Ржаксинская	1	девонский	0,50	0,12	0,50
Воды приконтурных скважин	Зап. Рыбушанская	21	тульский	1,50	0,30	1,25
	Зап. Рыбушанская	23	серпуховско-окский	6,70	1,00	1,25
	Пигаревская	20	мячковский	4,76	0,40	1,55
	Грязнушинская	4	верейский	1,10	0,24	2,00
	Жирновская	7	тульский	2,38	0,41	1,10
	Пигаревская	1	пермский	1,66	0,30	1,49
	Бахметьевская	316	каширский	1,10	0,28	1,30
	Ершовская	22	мосоловский	1,12	0,50	1,10

$$* K_1 = \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1740-1720 \text{ см}^{-1}}, K_2 = \frac{1610 \text{ см}^{-1}}{1740-1720 \text{ см}^{-1}}, K_3 = \frac{725 \text{ см}^{-1}}{750 \text{ см}^{-1}}$$

ленной от полосы кислородных соединений, пики (1610 см^{-1}); довольно ясно, хотя и с малой интенсивностью, выделяются полосы поглощения высокомолекулярных ароматических, а иногда даже и парафиновых структур (750 и 725 см^{-1}) (табл. 10).

Такова схема нормального распределения основных групп ОВ в единой системе порода — вода в районах, лишенных залежей нефти и газа.

Почти аналогичное распределение основных групп ОВ в породах и водах отмечается также на «пустых» площадях и в непродуктивных горизонтах (достаточно удаленных от продуктивной части разреза) в пределах нефтегазоносного района (табл. 11).

Таблица 11

Соотношение основных групп соединений в битумной части ОВ пластовых вод непродуктивных толщ в продуктивном районе
(по данным инфракрасных спектров поглощения)

Площадь	Возраст	Глубина	Значения основных коэффициентов*		
			K_1	K_2	K_3
Шумейская	каменно угольный	648—788	0,77	0,38	0,58
Березовская	пермский	572	0,66	0,41	0,25
Марковская	каменноугольный	818—1131	0,62	0,22	1,0
Орловская	каменноугольный	1108—1402	0,82	—	0,77

$$* K_1 = I_{\frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1740-1720 \text{ см}^{-1}}}; K_2 = I_{\frac{1610 \text{ см}^{-1}}{1740-1720 \text{ см}^{-1}}}; K_3 = I_{\frac{725 \text{ см}^{-1}}{750 \text{ см}^{-1}}}$$

Иное соотношение между ОВ пород и вод имеет место в продуктивных толщах пород, где во взаимодействие вступает новый многокомпонентный член системы — нефть (или газ).

Прежде чем приступить к подробному анализу взаимоотношений вод, пород и нефтей, необходимо отметить, что почти все изученные породы, независимо от принадлежности их к «пустым» или продуктивным участкам разреза, обладают одной чрезвычайно важной общей особенностью.

Во всех породах, и «пустых» и продуктивных, строго выдер-

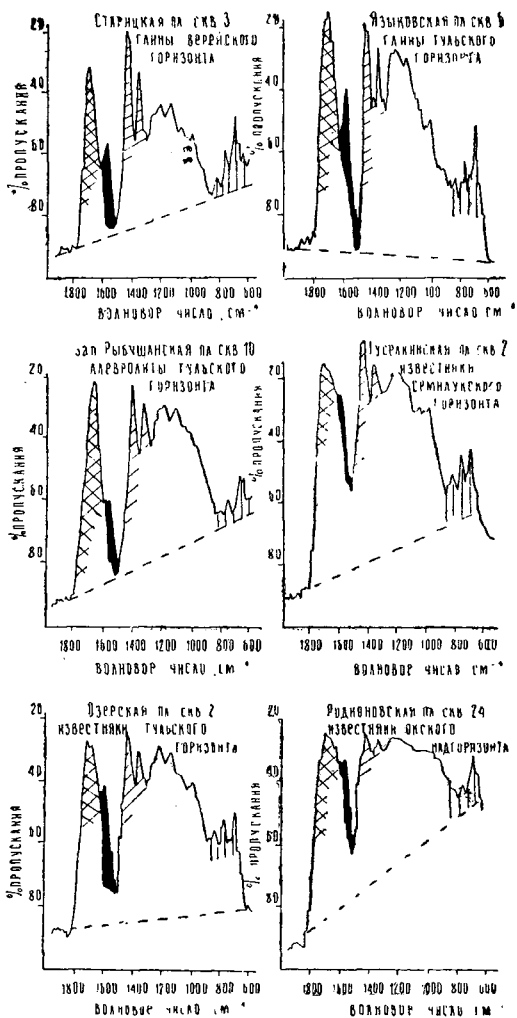


Рис. 14. Инфракрасные спектры поглощения битумной части органического вещества пород продуктивных горизонтов (приконтурные скважины). Условные обозначения — на рис. 11.

живается постоянное соотношение углеводородных (1465 см^{-1}) и кислородных компонентов ($1740\text{—}1720 \text{ см}^{-1}$), и те и другие с одинаковой интенсивностью проявляются в спектрах пиками одинаковой высоты, в соответствии с чем коэффициент K_1 близок к единице (рис. 13 и 14) ($0,9\text{—}1,0$). Как указывалось выше, данный коэффициент (K_1) уменьшается до $0,6\text{—}0,4$ в водах непродуктивных районов, структур и горизонтов за счет повышения роли кислородных компонентов в составе растворенного органического вещества (рис. 15).

Резкое изменение соотношения между основными группами кислородных и углеводородных соединений, в пользу последних, отмечается в приконтурных водах нефтегазоносных пластов, где коэффициент K_1 увеличивается до $2\text{—}7$ (табл. 10). Такое доминирование углеводородных структур над кислородными может обеспечиваться в данном случае лишь поступлением углеводородов из более богатого, нежели вмещающие породы, источника, т. е. из залежей нефти и газа.

Таблица 12

Соотношение основных групп соединений в битумной части ОВ пород продуктивных толщ из законтурных скважин (по данным инфракрасных спектров поглощения)

Литология	Площадь	№ скв.	Возраст	Глубина залегания, м	Расстояние от контура, м	Значения основных коэффициентов*		
						K_1	K_2	K_3
Глины и аргиллиты	Дмитриевская	8	тульский	1734—1740	600	1,00	0,43	1,00
	Рыбушанская	16	тульский	1795—1798	700	0,90	0,42	0,66
	Рыбушанская	17	тульский	1820—1833	2300	0,90	0,77	0,55
	Рыбушанская	20	верейский	1333—1336	625	0,83	0,38	0
Песчаники	Гусельская	2	кыновско-пашинский	1660—1678	1100	0,90	0,50	0,11
	Озерская	5	тульский	1240—1243	—	0,90	0,77	0,83
Карбонат. породы	Рыбушанская	20	тульский	1881—1821	750	1,00	0,60	0,41
	Рыбушанская	2	тульский	1875—1884	425	1,00	0,99	0,37

$$* K_1 = I \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1740\text{—}1720 \text{ см}^{-1}} ; K_2 = I \frac{1610 \text{ см}^{-1}}{1740\text{—}1720 \text{ см}^{-1}} ; K_3 = I \frac{725 \text{ см}^{-1}}{750 \text{ см}^{-1}}$$

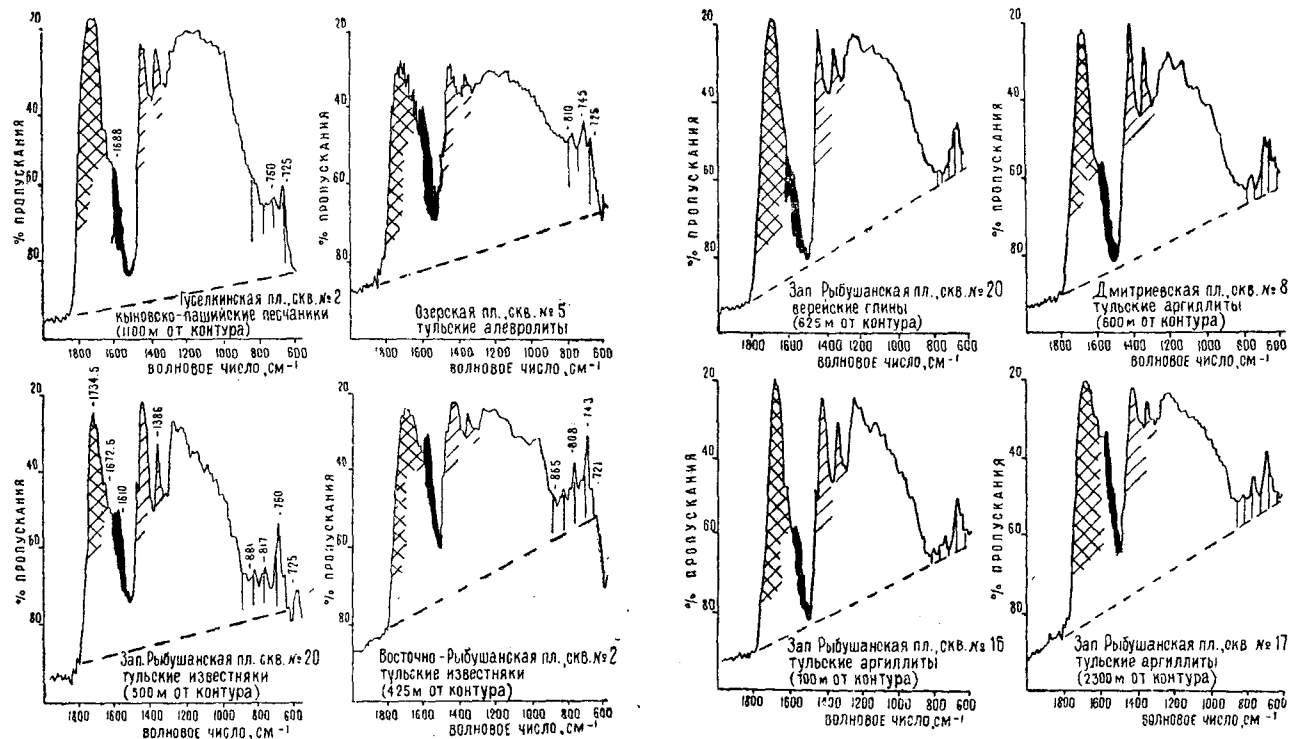


Рис. 15. Инфракрасные спектры поглощения битумной части органического вещества пород продуктивных горизонтов (законтурные скважины). Условные обозначения — на рис. 11.

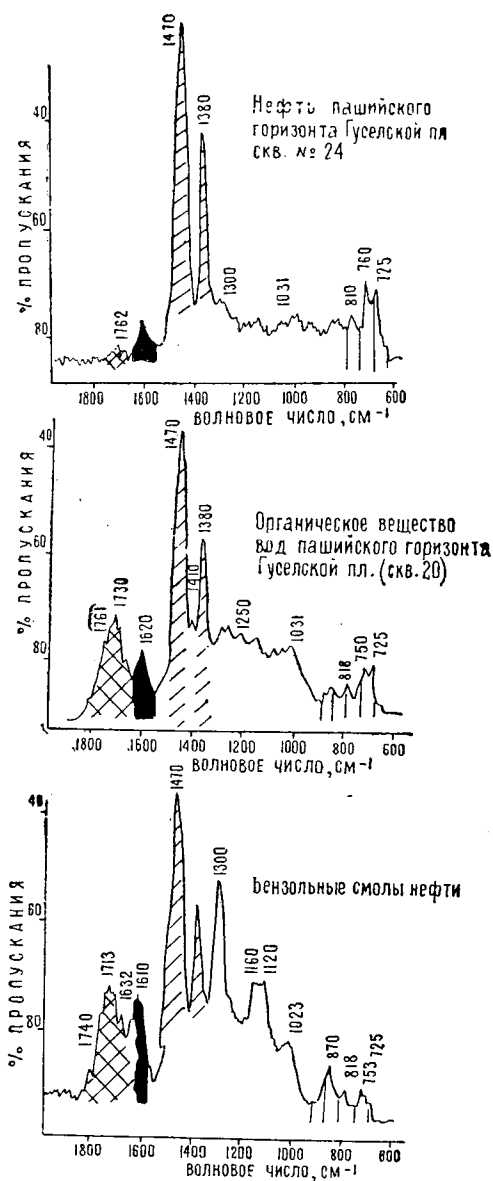


Рис. 16. Сравнительная спектральная характеристика органического вещества пластовых вод, нефтей и бензолных смол. Условные обозначения — на рис.11.

Генетическая связь углеводородных компонентов ОВ пластовых вод нефтяных залежей с углеводородами нефтей подтверждается и ярко выраженным подобием спектральных кривых в областях проявления функциональных групп данных структур. Особенно отчетливо это единство фиксируется при сравнении спектров ОВ вод и спектров бензолных смол нефтей (рис. 16), причем и в тех и в других наблюдается идентичное соотношение сложных парафиновых структур (1470—1465 $см^{-1}$) и кислородсодержащих компонентов (1740—1720 $см^{-1}$). В пользу генетической зависимости между указанными группами углеводородов нефтей и ОВ вод говорит и закономерное снижение коэффициента K_1 по мере удаления от приконтурной зоны, в то время как для ОВ пород коэффициент остается неизменным (табл. 12 и 13). Более подробно закономерности изменения спектральной характеристики ОВ пластовых вод по мере удаления от залежей рассматриваются в соответствующих разделах данной работы.

Таблица 13

Соотношение основных групп соединений в битумной части ОВ пластовых вод законтурных скважин по данным инфракрасных спектров поглощения

Площадь	№ скв.	Возраст	Глубина, м	Расстояние от контура, м	Значения основных коэффициентов*		
					K_1	K_2	K_3
Гуселкинская Южно-Советская	20	семилукский	1811—1819	80	2,70	0,60	1,10
	26	старооскольский	—	400	1,25	0,37	0,77
Дмитриевская Зап. Рыбушанская	6	тульский	1786—1801	650	1,25	0,33	2,00
	—	окский	—	700	3,70	0,83	1,25
Степновская Каменская	118	морсовский	—	—	1,15	0,50	1,00
	7	мелекесский	1978—1987	—	1,25	0,30	1,00
Южно-Генеральская	—	бобриковский	—	1100	0,9	0,50	0,66

$$* K_1 = I \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1740-1720 \text{ см}^{-1}}; K_2 = I \frac{1610 \text{ см}^{-1}}{1740-1720 \text{ см}^{-1}}; K_3 = I \frac{725 \text{ см}^{-1}}{750 \text{ см}^{-1}}$$

Таким образом, проведенные комплексные исследования нефтей и битумной части органического вещества пород и пластовых вод методом инфракрасных спектров поглощения с несомненностью доказали генетическую связь углеводород-

ных компонентов ОВ нефтяных вод с углеводородами нефтей. Наиболее ярко выраженная общая особенность спектральных кривых нефтей и ОВ вод, контактирующих с нефтями — явное преобладание полос поглощения парафиновых и нафтеновых углеводородов над полосами поглощения кислородных соединений (K_1). Это характерное соотношение углеводородных и кислородных структур в спектрах ОВ пластовых вод успешно может быть использовано в нефтепоисковых целях: во всех случаях значения данного отношения (коэффициент K_1) больше единицы указывают на близость залежи нефти или газа.

ГЛАВА IV НЕКОТОРЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ ОРЕОЛОВ РАССЕЯНИЯ

Движущие силы процесса миграции весьма разнообразны. Как указывал А. Е. Ферсман (1955), ими могут быть всякие природные явления, всякий природный фактор, которые изменяют установившееся равновесие.

Особую роль в процессе миграции играют внешние факторы, которые могут замедлять или ускорять течение процесса, проходящего под влиянием внутренних причин. К ним, в первую очередь, относятся термодинамические условия окружающей среды и физические свойства мигрантов (в значительной мере влияющие на их растворимость), определяющие масштабы ореольного рассеяния залежей нефти и газа в окружающих их подземных водах.

Растворимость компонентов залежей в подземных водах в значительной степени регулирует не только перемещение мигрантов, но и изменение их концентраций, причем, эти изменения могут быть настолько существенны, что без установления хотя бы их общей направленности определение ореолов рассеяния представляет большие затруднения и может привести к ошибочным результатам.

Весьма сложна, а в ряде случаев может быть также и неоднозначна, интерпретация ореолов рассеяния без достаточно четких критериев, позволяющих фиксировать направление потоков мигрантов.

Направление потока позволяет установить местонахождение источника, обуславливающего концентрации мигрантов и их соотношения, характерные для зоны влияния залежи.

Таким образом, при изучении ореолов рассеяния залежей по составу водорастворенных газов и органического вещества возникает необходимость в рассмотрении следующих вопросов:

- 1) зависимости концентраций и масштабов ореольного рассеяния компонентов от их растворимости в водных растворах;

- 2) определение направления потоков мигрантов.

К ВОПРОСУ О ВЛИЯНИИ РАСТВОРИМОСТИ ОТДЕЛЬНЫХ ГАЗООБРАЗНЫХ КОМПОНЕНТОВ ЗАЛЕЖЕЙ НА СОСТАВ ВОДОРАСТВОРЕННОГО ГАЗА И МАСШТАБЫ ОРЕОЛЬНОГО РАССЕЯНИЯ

Растворение газов в пластовых водах протекает в условиях одновременного воздействия температур, высокого пластового давления и различной минерализации подземных вод.

Согласно данным А. Ю. Намиота и М. М. Бондаревой (1963), при одновременном воздействии давления и температуры наибольшее влияние на растворимость оказывает давление. Особенно эта зависимость проявляется для метана при давлениях свыше 100—150 *атм*, а для пропана — 50—200 *атм*, когда при повышении температуры от 60 до 120° растворимость последнего возрастает более чем в 2 раза. Данными исследованиями было также показано, что вследствие различной растворимости газа в различных флюидальных системах (вода, нефть, газ) состав газа, при его миграции в пластовые воды, значительно меняется. Так, в водорастворенном газе, находящемся в зоне контакта с газовой залежью, концентрации метана и углекислого газа должны быть выше, чем в залежи, а тяжелых углеводородов и азота — ниже.

Изменение состава газа, растворенного в нефти, при миграции в воды происходит в соответствии с величиной константы распределения отдельных компонентов между нефтью и водой. Растворимость метана в воде, по сравнению с азотом, в два раза меньше, чем в нефти. Еще меньше растворимость в воде у гомологов метана (в десятки раз меньше, чем у азота). Вследствие этого при миграции газа, растворенного в нефти, в окружающие воды, в составе водорастворенного газа должна уменьшаться концентрация метана и его гомологов и увеличиваться процентное содержание азота.

Все эти изменения состава газа, происходящие под влиянием различной растворимости отдельных компонентов в конкретных пластовых условиях, необходимо учитывать при сопоставлении природных и водорастворенных газов для установления их генетического единства.

Изменение состава водорастворенного газа и различная растворимость его ингредиентов в водах оказывают влияние и на масштабы ореольного рассеяния. Компоненты, концентрация которых в водах зоны контакта с залежью выше, и обладающие относительно повышенной растворимостью, будут

мигрировать на большие расстояния, по сравнению с теми, у которых растворимость и исходная концентрация меньше. В этой связи следует ожидать, что ореолы рассеяния метана из газовых залежей будут больше, чем из нефтяных, а тяжелых углеводородов, наоборот, из нефтяных больше, чем из газовых.

**О ВЛИЯНИИ РАСТВОРИМОСТИ
ЖИДКИХ ОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА
НА ОРЕОЛЫ ИХ РАССЕЯНИЯ
В ПЛАСТОВЫХ ВОДАХ**

Из компонентов залежей нефти и газа, существующих при обычных нормальных условиях в виде жидкостей, нами исследовались бензол, фенол, амины и толуол. Физико-химическое состояние этих веществ в условиях пласта в настоящее время почти не изучено.

Между тем термодинамические условия, имеющие место в пласте, способны вызвать изменение их фазового состояния, которое, в свою очередь, может отразиться на растворимости и масштабах рассеяния. Как отмечал А. А. Сауков (1963), если одни элементы мигрируют при данных внешних условиях в газообразной форме, а другие — в жидкой, размеры ореола рассеяния первых будут более значительны, чем вторых.

Для трех из исследуемых соединений — бензола, аминов, фенолов, рассматриваемых в качестве одних из наиболее важных гидрохимических показателей, — проведено определение фазового состояния в сопоставлении с чистыми органическими веществами.

Фазовое состояние чистых веществ при различных термодинамических условиях можно охарактеризовать по значению константы равновесия:

$$K = \frac{f_{ж}}{f_{г}},$$

где $f_{ж}$ — фугитивность жидкой фазы;

$f_{г}$ — фугитивность газовой фазы.

Если при каких-то условиях для данного вещества $K > 1$ (т. е. $f_{ж} > f_{г}$), то вещество будет иметь тенденцию перехода в газовую фазу и преимущественное его состояние будет газовое. И, наоборот, при $K < 1$ ($f_{ж} < f_{г}$) преимущественным состоянием вещества будет жидкая фаза.

Фугитивность жидкой фазы ($f_{ж}$) при давлении и температуре пласта можно определить из интегрального выражения:

$$\ln \frac{f_{ж}}{f_0} = \frac{1}{RT_{пл}} \int_{P_0}^P V_{ж} dP_{пл},$$

где f_0 — фугитивность чистого компонента при давлении его насыщенного пара;

$T_{пл}$ — температура в °K;

$V_{ж}$ — мольный объем чистой жидкости;

P_0 — упругость паров компонента при температуре пласта;

$P_{пл}$ — давление смеси (внешнее давление).

Мольные объемы жидкостей при равных давлениях изменяются мало. Так, например, согласно расчету, проведенному Т. Э. Кравчик, при $t=20^\circ\text{C}$ и давлениях 10 и 200 атм, мольные объемы соответственно равны 0,1462 и 0,1425 см³. Вследствие этого принимаем, что $V_{ж}$ не зависит от давления, тогда

$$\ln \frac{f_{ж}}{f_0} = \frac{V_{ж}}{RT_{пл}} (P_{пл} - P_0),$$

Фугитивность газовой фазы ($f_{г}$) при $P_{пл}$ определяем из уравнения:

$$\ln f_{г} = \ln P_{пл} + \frac{9T_{кр}}{128P_{кр}T_{пл}} \left(1 - 6 \frac{T_{кр}^2}{T_{пл}^2} \right) P_{пл},$$

где $T_{кр}$ и $P_{кр}$ — критические температуры (в °K) и давление.

В таблице приводятся значения констант равновесия чистых веществ этих трех компонентов (табл. 14).

Из полученных данных видно, что для бензола константа равновесия меньше единицы ($K < 1$) до температуры 50°C и $P=120$ атм. Это значит, что в этих условиях преимущественное состояние бензола — жидкое.

При увеличении давления до 130 атм и температуры до 53°C значение $K > 1$ и, следовательно, бензол будет стремиться перейти из жидкого состояния в газообразное.

Фенол в виде жидкости сохраняется при более высоких температурах (до 65°C) и давлениях (до 160 атм).

Соотношение между жидкой и газовой фазами аминов изменяется лишь при температуре, равной 80°C и $P=200$ атм. Это, конечно, не значит, что при условии, когда $K < 1$ компоненты существуют только в жидком состоянии. Они существуют в обеих фазах, но преимущественно — в жидкой.

Константы равновесия органических веществ при различных термодинамических условиях

Температура, °С	Давление, атм	Значение констант равновесия		
		бензола	фенола	этиламина
20	40	0,029	0,0001	0,09
30	70	0,110	0,0012	0,152
40	90	0,240	0,0080	0,294
45	110	0,560	0,0380	0,32
50	120	0,980	0,0800	0,387
53	130	1,600	0,2500	0,463
55	140	1,630	0,3000	0,53
60	150	2,100	0,5000	0,74
65	160	2,710	0,9300	0,79
70	170	3,360	1,4600	0,81
75	180	4,470	2,1000	0,93
80	200	6,810	3,7600	1,18
98	210	3,800	3,6000	1,33
114	236	8,000	5,8000	1,63

Следовательно, если бы эти компоненты в пласте встречались в свободном виде и в условиях, отвечающих вышеуказанным, то они находились бы преимущественно в жидком состоянии, причем наиболее устойчива жидкая фаза у аминов, затем у фенолов и наконец у бензола.

Термодинамические условия продуктивных горизонтов весьма близки вышеописанным. Следовательно, в пластовых условиях указанные органические вещества также находятся преимущественно в жидком состоянии, а отсюда миграционная способность их будет меньше, чем у газообразных, и ореолы рассеяния отдельных соединений будут определяться их растворимостью.

Сведения о растворимости жидких органических веществ в водах крайне ограничены. Лучше всего изучена растворимость бензола и толуола в интервале температур 0—107° С. Растворимость этих и ряда других веществ при более высоких температурах (от 114 до 258°) изучалась А. П. Гусевой и Е. И. Парновым (1963).

В соответствии с имеющимися данными (справочник химика, 1964; А. П. Гусева, Е. И. Парнов, 1963) растворимость органических веществ интенсивно увеличивается с температурой (табл. 15).

**Растворимость некоторых органических веществ
в зависимости от температуры**

Т °С	Растворимость, г на 100 г Н ₂ О			
	бензол	толуол	фенол	этиламин
16		0,047		—
20	0,080	0,050	7,9	∞
40	0,206	0,075	—	—
60	0,250	0,150	—	—
66	—	—	∞	—
80	0,325	0,275	—	—
114	—	0,823	—	—
147	—	1,640	—	—
153	1,283	—	—	—

Наибольшая растворимость у представителя аминов — этиламина, также хорошо растворяет фенол и в сотни раз меньшей растворимостью обладают бензол и толуол. Таким образом, самой высокой миграционной способностью должны обладать амины, затем фенолы, бензол и толуол.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ ПОТОКОВ МИГРАНТОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Миграционные потоки могут быть обусловлены различными видами миграции, которые кроме диффузии могут иметь место при особо благоприятных условиях (соответствующем перепаде давления, геологическом строении, наличии трещин и дизъюнктивных нарушений). Нами производится определение направлений потоков, обусловленных одним из видов миграции, а именно, процессом диффузии, протекающим повсеместно и сопровождающим все остальные виды миграции.

Диффузия газа из залежи является самопроизвольным необратимым процессом. Обычно основной движущей силой, вызывающей диффузионный процесс, является градиент концентраций. В пластовых условиях этот процесс протекает в более сложной обстановке, где помимо grad C действует и ряд других факторов. К ним, в частности, относится неравномерность температурного поля, как по разрезу структур, так и по пласту, различная газонасыщенность вод, встречающихся по

пути миграции, взаимное влияние других компонентов, изменение химического потенциала компонента при миграции и другие. Действие этих факторов может быть одновременным и в то же время разнонаправленным.

Так, при диффузии вниз по разрезу, при прочих равных условиях, процесс протекает в обстановке повышения температур, которая может вызвать затухание процесса. При миграции вверх по разрезу закономерное уменьшение температуры способствует диффузионному процессу, но различная газонасыщенность вод и концентрации отдельных компонентов газовой составляющей также может препятствовать течению диффузионного процесса.

В настоящее время для исследования процессов диффузии широко применяются положения неравновесной термодинамики, разработанной на основе теории Онзагера (С. Р. Де Гроот, 1956; К. Денбиг, 1954), позволяющей наиболее полно учесть все факторы, влияющие на течение процесса.

Возможность применения термодинамических методов исследования при изучении геологических процессов, возникающих вследствие изменения и превращения энергии как окружающей среды, так и самих элементов, участвующих в процессе, рассматривались в работах П. Ф. Андреева, А. И. Богомолова, А. Ф. Добрянского, А. А. Карцева (1958), Н. В. Кулакова (1963), Ю. И. Стклянина (1965).

Преимущество термодинамического метода анализа состоит в том, что его применение не требует знаний промежуточных стадий процесса и позволяет судить о характере происшедших изменений по конечным результатам, что особенно ценно при познании геологических явлений, течение которых исчисляется десятками и сотнями миллионов лет.

Как показал С. Р. Де Гроот (1956), возникновение необратимого процесса, каким и является диффузионный процесс, обязано термодинамическим силам X_i , и поток мигрантов будет пропорционален им:

$$I_i = \sum_{k=1}^n L_{ik} X_k,$$

где L_{ik} — феноменологический коэффициент.

Потоки представляют собой производные по времени параметров состояния ($I_i = \dot{L}_i$; $i = 1, 2, \dots, n$), а силами являются функции параметров состояния.

Потоки I_i и силы X_i с одинаковыми значениями i называются сопряженными параметрами.

Согласно теории Онзагера, при соответствующем выборе сил и потоков матрица L_{ik} должна быть симметричной:

$$L_{ik} = L_{ki}; \quad i, k = 1, 2, \dots, n.$$

Это условие получило название соотношений взаимности. Суммирование по всем индексам учитывает и эффекты наложения, которыми сопровождается процесс диффузии. Потоки и силы являются векторами. Отсюда величина и знак термодинамической силы и потока указывают на направление процесса.

Значение сил определяется из уравнения Гиббса, которое в связи с тем, что в рассматриваемых случаях объем системы остается постоянным, имеет вид:

$$TdS = dU - \mu dM.$$

При этом химический потенциал μ отнесен к единице массы.

Дифференцирование уравнения Гиббса по dU при $M = \text{const}$ и по dM при $U = \text{const}$ дает выражение сил.

$$X_k = F_k - T \text{grad} \left(\frac{\mu_k}{T} \right),$$

$$X_u = - \frac{\text{grad} T}{T},$$

где X_k — сила, сопряженная с потоком массы;

X_u — сила, вызывающая поток компонента в результате теплоты, перенесенной единицей массы в неоднородном температурном поле;

F_k — внешние силы (силы тяжести);

μ_k — химический потенциал компонента «к»;

T — температура в $^{\circ}\text{K}$.

$\text{grad} \mu_k$ определяется из уравнения химического потенциала для компонента раствора.

$$\mu_k = \mu_k^0(T) + RT \ln P + RT \ln a,$$

где P — общее давление;

R — газовая постоянная;

a — активность компонента «к» ($a = N_k \gamma$).

Согласно С. Р. Де Грооту общий вид уравнения потока компонента «к» в трехкомпонентной системе будет:

$$I_k = L_{ik}(X_k - X_n + Q_k^* \cdot X_n),$$

где Q^* — тепло, перенесенное единицей массы компонента «к» при постоянной температуре.

Подставив в уравнение потока значения сил, определенные из уравнения Гиббса и химического потенциала для компонента раствора, имеем:

$$I_k = L_{ik} \left[- (V_k - V_n) \text{grad} P - \frac{\partial(\mu_k - \mu_n)}{\partial C_k} \text{grad} C_k - \right. \\ \left. - \frac{\partial(\mu_k - \mu_n)}{\partial C_{n-k}} \text{grad} C_{n-k} - (Q_n^* - h_k + h_n) \frac{\text{grad} T}{T} \right],$$

где C_k, C_{n-k} — концентрация компонентов в мольных долях;
 V_k, V_n — парциальный (удельный) объем компонентов;
 h_k, h_n — удельные энтальпии компонентов.

Значения коэффициентов L_{ik} находим из уравнения:

$$L_{ik} = \frac{\rho D_k}{\frac{\partial(\mu_k - \mu_n)}{\partial C_k}},$$

где D — коэффициент диффузии компонента газа;

$$\rho = \frac{M}{v},$$

M — общая масса компонентов;

v — полный объем.

Определение направлений миграционных потоков водорастворенного органического вещества производилось для двух компонентов — фенола и бензола.

При этом принималось, что миграция каждого из них протекает в пластовой воде независимо от присутствия других компонентов, то есть, рассматривались системы: пластовая вода—бензол и пластовая вода—фенол. Исходные теоретические обоснования при выводе расчетного уравнения остаются те же, что и для газовых компонентов — миграция происходит под действием сил, являющихся функциями параметров состояния.

Значение результирующей силы, действующей на компонент «к», при диффузии в двухкомпонентной системе будет:

$$X_k = -(V_k - V_2) d \operatorname{grad} P - \frac{\partial(\mu_k - \mu_{sv})}{\partial C_k} \operatorname{grad} C_k - \\ - (Q_k^* - h_k + h_2) \frac{\operatorname{grad} T}{T},$$

где V_k, V_2 — удельные (парциальные) объемы компонентов;
 P — общее давление системы;
 C_k — концентрация компонента «к» в мольных долях;
 Q_k^* — тепло переноса компонента «к»;
 h_k, h_2 — удельные энтальпии компонентов.

$\operatorname{grad} \mu_k$ определяем из выражения химического потенциала для компонента раствора. При этом исходим из того, что химические потенциалы компонента в равновесных фазах одинаковы:

$$\mu_{k_{\text{пар.}}} = \mu_{k_{\text{жидк.}}}$$

Если принять, что в пластовых условиях растворенный бензол и фенол находятся в равновесии с их парами, тогда и химический потенциал конденсированной фазы можно выразить следующим образом:

$$\mu_{k_{\text{пар.}}} = \mu_k^0 + RT \ln P_k$$

Полученные уравнения потоков позволяют при расчете более полно учесть факторы, влияющие на течение диффузионного процесса — одновременное воздействие температуры, давления, взаимное влияние других компонентов, изменение химического потенциала.

Применяемые параметры состояния также не имеют явной зависимости от времени, а только от координат пространства. Кроме того, при данном методе расчета коэффициент диффузии входит лишь в значения феноменологических коэффициентов I_k , которые во всех случаях являются положительными величинами. Следовательно, применение неточного коэффициента диффузии может отразиться лишь на абсолютной величине потока (I_k) диффундирующего компонента, но не на направлении. Это обстоятельство является весьма важным положительным фактором при определении направлений диффузионного рассеяния компонентов газа в пластовых условиях.

Диффузионное рассеяние того или иного компонента из залежи в окружающие воды будет происходить в случае поло-

жительного значения потока ($I_1 > 0$). При отрицательном значении потока ($I_1 < 0$) направление диффузии изменяется.

Таким образом, при определении ореолов рассеяния газобразных компонентов залежей необходимо прежде всего провести:

а) сопоставление водорастворенного газа, отобранного на различных расстояниях от залежи, как по пласту, так и по вертикали, со свободным или растворенным в нефти газом, с учетом тех изменений, которые может претерпевать газ залежи, мигрируя в окружающие воды.

В первом приближении принимается, что рассеяние газобразных компонентов из источника распространяется на те расстояния, в пределах которых состав водорастворенного газа, по сравнению с газом залежи, изменяется в сторону увеличения содержания метана и азота и уменьшения тяжелых углеводородов;

б) определить значения предложенных А. С. Зингером коэффициентов оценки продуктивности локальных структур, указывающих также на наличие залежей определенного типа. В пределах ореолов рассеяния они должны иметь значения, указанные в таблице 16;

Таблица 16

Коэффициенты оценки продуктивности локальных структур

Продуктивность горизонта	$K_1 = \frac{\Sigma_{\text{углев.}}}{N_2}$	$K_2 = \frac{CH_4}{\Sigma_{\text{т. у.}}}$	$K_3 = \frac{CH_4}{C_3H_8 + \text{высш.}}$
Газовые и газонефтяные	> 14	—	< 180
Нефтяные	> 14	< 35	< 180

в) определить направления миграционных потоков методом термодинамического анализа. Положительное значение потока ($I_n > 0$) указывает, что диффузионное рассеяние компонента происходит из данного источника.

Таким образом, если водорастворенный газ по составу и коэффициентам соответствует газу залежи и миграционный поток направлен от залежи в сторону исследуемого участка пласта, тогда принимается, что последний находится под влиянием залежи.

Если водорастворенный газ, отобранный из пласта, по составу и коэффициентам указывает на наличие залежи, но поток направлен не от залежи, а наоборот к ней, тогда более вероятно предположить, что исследуемый участок находится под влиянием другого источника миграции, находящегося или

в этом же пласте, или в другом. При наличии дополнительных данных о составе водорастворенного газа по разрезу и по пласту на других участках можно уточнить, в каком направлении следует искать этот новый источник.

Методика определения ореола рассеяния залежей по составу водорастворенного органического вещества основывается:

1) на обнаружении того или иного органического соединения (входящего в состав залежей) в концентрациях, превышающих фоновые значения;

2) на обнаружении в пластовых водах компонентов, отсутствующих в составе фоновых характеристик вод (пентаны, бензол), но имеющих в составе залежей;

3) на определении направлений миграционных потоков компонентов водорастворенного органического вещества.

ГЛАВА V МАСШТАБЫ РАССЕЯНИЯ (ОРЕОЛЬНОГО ВЛИЯНИЯ) ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Анализ фактического распределения концентраций газовой составляющей и органического вещества (ОВ) подземных вод в пределах локальных структур, а также термодинамические расчеты направлений потоков некоторых компонентов нефти и газа позволили установить масштабы рассеяния залежей и факторы, их определяющие.

Эти данные необходимы для практического использования гидрогеохимических критериев прогноза на стадии детальных поисково-разведочных работ в пределах регионов с установленной нефтегазоносностью.

ПЛАСТОВЫЕ ОРЕОЛЫ ВЛИЯНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Масштабы пластового ореольного влияния залежей весьма различны. Однако в большинстве случаев на расстояниях до 1500 м от контура нефтеносности (газоносности) газовая составляющая и ОВ подземных вод, как правило, четко фиксируют это влияние. При более значительном удалении от источников миграции (1500—2500 м) частота проявлений пластового ореольного рассеяния значительно снижается. На расстояниях 2500—3000 м от контура нефтеносности (газоносности) подземные воды лишь эпизодически отражают наличие залежей. Воды непродуктивных структур, расположенных на расстояниях 5000 м и более от нефтегазоотдающих источников, не несут следов их воздействия. Таким образом, для условий Нижнего Поволжья размеры ореольного влияния залежей в среднем составляют около 2000 м.

Иллюстрацией полученных выводов могут служить результаты исследований подземных вод и данные термодинамиче-

ских расчетов потоков некоторых мигрантов нефти и газа по 30 месторождениям Нижнего Поволжья.

Мы ограничимся рассмотрением лишь отдельных залежей с целью выявления факторов, определяющих размеры и форму их ореольного рассеяния.

Залежи

с наиболее типичными (до 2000 м) масштабами пластового ореольного рассеяния

1. Залежь бобриковского горизонта Южно-Генеральского месторождения

Южно-Генеральское месторождение расположено в пределах Приволжско-Генеральской зоны поднятий (рис. 17). Оно представляет собой брахиантиклинальную складку коробчатого типа, субширотного простирания, с более погруженным северным крылом. Размеры структуры в пределах ее разбуренной части составляют $5,2 \times 3,2$ км.

Для поднятия характерен размыв в наиболее приподнятых частях терригенного, а также карбонатного девона, заволжских и малевских отложений. Максимальный размыв терригенного девона отмечен в районе скв. 6, а карбонатного девона, заволжских и малевских отложений — скв. 5.

В пределах структуры, в песчаных коллекторах бобриковского горизонта, выявлена газовая залежь с нефтяной оторочкой. В других комплексах девона и карбона залежи нефти и газа не установлены.

Ореол пластового рассеяния данной залежи рассматривается по результатам исследования водорастворенного газа и ОВ подземных вод, полученных при опробовании бобриковских отложений в скв. 4, находящейся на расстоянии 1000 м от внешнего контура нефтеносности (табл. 17, рис. 17).

В составе водорастворенного газа содержится 93,0% метана и 6,3% азота, отмечены следы этана.

При сопоставлении водорастворенного газа с природным легко заметить определенные различия. Если в природном газе более 5% составляют тяжелые углеводороды, то в водорастворенном они почти полностью отсутствуют. Вместе с тем, по сравнению с природным, в составе последнего увеличена концентрация метана и в 2,4 раза выше процентное содержание азота. Эти различия находятся в полном соответствии с усло-

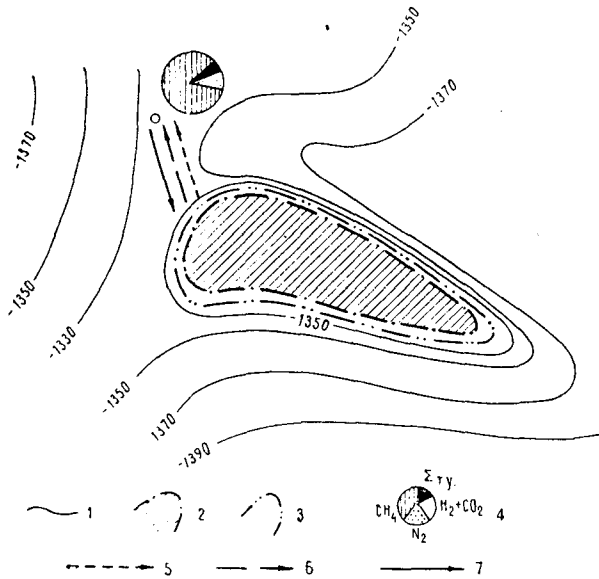


Рис. 17. Пластовый ореол рассеяния газонефтяной залежи бобриковского горизонта Южно-Генеральского месторождения.

1 — изогипсы кровли бобриковского горизонта; 2 — контур газонности; 3 — контур нефтенности; 4 — состав водорастворенного газа в объемных %; направление миграционных потоков: 5— CH_4 ; 6— $\Sigma_{\text{т.у.}}$; 7— N_2

виями растворимости газов нефти и не исключают возможности влияния залежи на формирование газовой составляющей подземных вод.

Наличие пластового ореола рассеяния фиксируют и предложенные нами ранее коэффициенты оценки продуктивности локальных структур (табл. 16), основанные на достаточно резком отличии фоновых характеристик состава водорастворенного газа от тех, которые отмечены в пределах структур, содержащих залежи нефти и газа.

Расчеты, определяющие направление диффузионных потоков газообразных компонентов (табл. 18), также показывают, что как легкие, так и тяжелые углеводороды мигрируют по пласту от контура залежи бобриковского горизонта по направлению к обводненной скв. 4 (рис. 17).

Отражение пластового ореольного влияния залежи получено и при анализе состава органического вещества подземных

Характеристика подземных вод и природных газов бобриковского горизонта Южно-Генеральской площади

№ скв.	Интервал перфорации, м	Газовый фактор, см ³ /л	Упругость газа, Р атм.	Температура пл., °С	Минерализ. пластовых вод, г/л	Состав газа, % объемные							$K_1 = \frac{\Sigma_{гор.}}{N_2}$	$K_2 = \frac{CH_4}{\Sigma \text{ т.у.}}$	$K_3 = \frac{CH_4}{C_3H_8 + \text{высшие}}$
						CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	H ₂	CO ₂			

1. Природный газ

3 | 1361—1371 | — | 153 | 41 | 154,0|87,80|3,60|0,38|1,80| — | — | 1,50|2,70| — | — | —

2. Водорастворенный газ на границе с залежью (по расчету)

— | — | 1454 | 153 | 41 | 154,0|73,04|1,24|0,07|0,07| — | — | 24,00|1,58| — | — | —

3. Водорастворенный газ

4 | 1370—1376 | 572 | 55 | 41 | 155,3|93,0 |следы|следы| — | — | — | 0,70|6,30| 14,70| — | —

4. Органическое вещество

№ скв.	Интервал перфорации, м	Битум, баллы	Фенолы, мг/л	Бензол, мг/л	Амины, мг/л	Фосфор орг., мг/л
4	1370—1376	5	0,702	0,047	0,23	0,095

5. Ионно-солевой состав (мг/л)

№ скв.	Интервал перф., м	Уд. вес	pH	CO ₃	HCO ₃	Cl	SO ₄	Br	I	Ca	Mg	NH ₄	Na+K по расч.	B	Fe общ.	Сумма солей, г/л
4	1370—1376	1,110	5,4	нет	24,4	96539,3	340,72	428,57	4,63	10944,84	3622,47	208,33	43230,34	49,77	4,20	155,292

вод. Содержание всех исследуемых ингредиентов ОВ, применяемых в качестве показателей нефтегазоносности, в водах бобриковского горизонта значительно превышает концентрации, характерные для фоновых вод. Постоянно присутствующий в водах продуктивных пластов и часто не отмечаемый в составе органического вещества фоновых вод бензол обнаружен здесь в заметных количествах (0,05 мг/л). Из всех показателей по ОВ лишь водорастворенный битум не отражает влияния залежи. Его содержание (5 баллов) отвечает верхнему пределу колебаний концентраций в водах непродуктивных структур и районов.

Таким образом, сопоставление составов природного и водорастворенного газов (с учетом различных коэффициентов растворимости газа в нефти и пластовой воде), отличия фоновых характеристик газа и ОВ подземных вод от тех, которые зафиксированы в водах скв. 4 и, наконец, анализ возможных направлений миграционных потоков некоторых газообразных компонентов, показали, что пластовое ореольное влияние газонефтяной залежи бобриковского горизонта прослеживается на расстоянии свыше 1000 м.

2. Залежь бобриковского горизонта Степновского месторождения

Степновское месторождение по каменноугольным отложениям представляет собой брахиантиклинальное поднятие, с крутым северо-восточным и пологим юго-западным крыльями. Амплитуда поднятия — 300 м.

Для месторождения характерны тектонические нарушения, установленные уже в процессе его эксплуатации и осложнившие не только поиски, но и разведку залежей. В палеозое Степновской структуры выявлено шесть залежей. Их типы и стратиграфическая приуроченность, а также ряд других параметров приведены в табл. 19.

Подземные воды бобриковского горизонта изучены по результатам опробования скв. 16, расположенной в юго-восточной части площади на расстоянии 1500 м от контура газоносности (рис. 18).

При сопоставлении составов природного и растворенного в воде газов отчетливо видно их различие — в воде отсутствуют все углеводороды тяжелее пропана, одновременно наблюдается некоторое увеличение содержания азота и углекислого газа.

Соотношения компонентов состава водорастворенного газа, представленные в значениях соответствующих коэффициентов

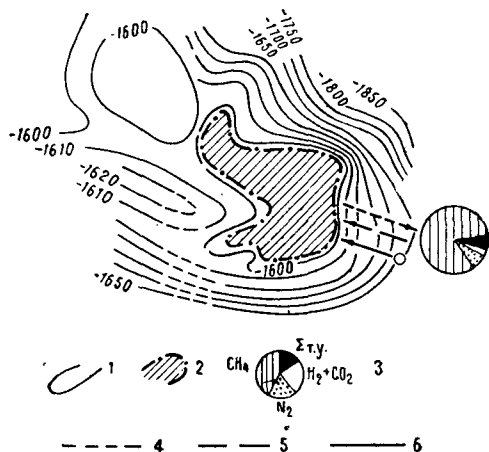


Рис. 18. Пластовый ореол рассеяния газовой залежи бобриковского горизонта Степновского месторождения.

1 — изогипсы кровли бобриковского горизонта; 2 — контур газоносности; 3 — состав водорастворенного газа в объемных %; направление миграционных потоков: 4 — CH_4 ; 5 — $\Sigma \text{т.у.}$; 6 — N_2 .

(K_1, K_2, K_3), хотя и указывают на ореольное рассеяние залежи, однако типичны для вод, окружающих нефтяные, но не газовые залежи. Как правило, в водах, окружающих газовые залежи, такие высокие концентрации азота (13,8%) не встречаются. Аномальный, в этом смысле, состав водорастворенного газа определяется аномальным же составом природного газа. По результатам анализа ближайшей к скв. 16 продуктивной скв. 17 в составе последнего также установлено повышенное содержание азота — 13,3% (табл. 20).

Величина отношения метана к сумме пропана и более тяжелых углеводородов (K_3) в водорастворенном газе несколько превышает те максимально допустимые значения, которые обычно отмечаются в водах, находящихся в ореоле влияния залежей. На основании этого можно предполагать о близости внешней границы пластового влияния залежи бобриковского горизонта, площадь которой сравнительно невелика — 7,7 км². На это же указывают и результаты расчета направлений диффузии газообразных компонентов. Поток тяжелых углеводородов и азота не только не достигает скв. 16, а, наоборот, направлен от нее к залежи. Отсюда в окружающие воды мигрируют лишь легкие углеводороды (табл. 21).

Таблица 18

Результаты расчета диффузионных потоков газообразных компонентов залежей по бобриковскому горизонту на Южно-Генеральской площади

Интервалы расчета				Расстояние от контура, м	$I = I_k \cdot 10^{-14}$ см ³ /сек при n=1,2,3		
от		до			I_1 (CH ₄)	I_2 (Σ т. у.)	I_3 (N ₂)
№ скв.	Интервал перфорации, м	№ скв.	Интервал перфорации, м				
Контакт	—	4	1370—1376	1000	+0,29	+0,24	-0,53

Характеристика и типы залежей Степновского месторождения

Продуктивные горизонты, слои	Тип залежи по вещественному составу	Тип залежи по характеру заполнения резервуара	Э т а ж		Литологический состав коллектора	Мощность коллекторов, м	Средняя пористость, %	Площадь, км ²		Примечание
			газонасыщенности, м	нефтенасыщенности, м				газонасыщенности	нефтенасыщенности	
Бобриковский <u>I+II+III</u>	газовая	пластовая, тектонически-экранированная	12—16	—	песчаник	8—35	16	7,7	—	По данным А. М. Велькова, Р. П. Бородиной и др. (1967)
Малевский	"	массивная, тектонически-экранированная	17—20	—	известняк	5	6	7,3	—	
Ардатовские <u>IVa</u>	газонефтяная	пластовая, литологически-ограниченная, тектонически-экранированная	114 75	144 —	песчаник	13—15 3—15	16 14	20 6,7	8,3 —	
Ардатовские IV б	газовая	—»—	—	—	"	—	—	—	—	
Воробьевские V	газонефтяная	пластовая, тектонически-экранированная	134—162	13	"	23—35	15,5	26	—	
Воробьевские <u>VI</u>	"	—»—	103—116	13	"	6—16	13	12,7	—	

Характеристика подземных вод и природных газов бобриковского горизонта Степновской площади

№ скв.	Интервал перфорации, м	Газовый фактор, $\text{сж}^3/\text{л}$	Уплругость газа, Р атм	Температура пластовых вод, °С	Минерализация пластовых вод, г/л	Состав газа, % объемные							$K_1 = \frac{\Sigma \text{гор.}}{N_2}$	$K_2 = \frac{CH_4}{\Sigma \text{т. у.}}$	$K_3 = \frac{CH_4}{C_2H_6 + C_3H_8 + \text{высшие}}$
						CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	H ₂	CO ₂			

I. Природный газ

17 | 1670—1676 | — | 179 | 52 | 203,0 | 78,9 | 2,24 | 1,93 | 2,15 | 1,48 | — | 0,95 | 13,3 | — | — | —

II. Водорастворенный газ на границе с залежью (по расчету)

— | — | 1051 | 179 | 52 | 203,0 | 75,83 | 0,86 | 0,38 | 0,09 | 0,09 | — | 13,61 | 9,14 | — | — | —

III. Водорастворенный газ

16 | 1728—1734 | 700 | 80 | 50 | 206,9 | 81,32 | 2,35 | 0,44 | — | — | — | 2,04 | 13,85 | 6,07 | 29,2 | 184,9

IV. Органическое вещество

№ скв.	Интервал перфорации, м	Битум, баллы	Фенолы, мг/л	Бензол, мг/л	Амины, мг/л	Фосфор орг., мг/л
16	1728—1734	4	0,234	0,071	0,24	0,125

V. Ионно-солевой состав (мг/л)

№ скв.	Интервал перфорации, м	Уд. вес	pH	CO ₃	HCO ₃	Cl	SO ₄	Br	I	Ca	Mg	NH ₄	Na+K по расч.	B	Fe общ.	Сумма солей, г/л
16	1728—1734	1,140	5,05	нет	18,30	128637,6	24,69	601,24	7,85	17877,3	3615,89	22,23	56237,53	47,61	427,05	206,975

Таблица 21

Результаты расчета диффузионных потоков газообразных компонентов залежей по бобриковскому горизонту Степновской площади

Интервалы расчета				Расстояние от контура, м	$I = I_k \cdot 10^{-14}$ см ³ /сек при $n=1, 2, 3$		
от		до			I_1 (CH ₄)	I_2 (Σ _{T. y.})	I_3 (N ₂)
№ скв.	Интервал перфорации, м	№ скв.	Интервал перфорации, м				
Контакт	—	16	1728—1734	1500	+14	-0,001	-0,139

Пластовое ореольное рассеяние залежи, отраженное в характеристике водорастворенного органического вещества, определяется по таким компонентам, как фенолы, бензол, амины, органический фосфор. Битумная часть ОВ в водах газовых залежей, как мы уже отмечали (А. С. Зингер, 1966), проявляется повышенными концентрациями лишь непосредственно в зоне газовой контактной. Поэтому в данном случае, на расстоянии 1500 м от контура, содержание битума (4 балла) находится в пределах фоновых значений и не отражает влияния залежи.

Залежи

с нефиксируемым ореольным рассеянием

Практически полное отсутствие пластового ореольного рассеяния установлено для отдельных залежей Фурмановского и Родионовского месторождений Саратовской области.

1. Фурмановское месторождение

Это месторождение расположено в ближнем Саратовском Заволжье, в пределах сложного Степновско-Фурмановского вала. По кровле песчаных коллекторов бобриковского горизонта поднятие представляет собой брахиантиклинальную складку, вытянутую с северо-запада на юго-восток. Углы падения на северо-восточном крыле составляют $1^{\circ}10'$ — $1^{\circ}20'$, на юго-западном — $2^{\circ}30'$ — $2^{\circ}50'$. Длина поднятия — 6,4 км, ширина — 2,2 км; амплитуда — 58 м.

Разведочным бурением установлены промышленные газовые залежи в песчаных коллекторах верейского и бобриковского горизонтов, а также в карбонатных породах малевского. К породам верейского горизонта приурочена газовая залежь с небольшой нефтяной оторочкой (рис. 19).

Строение верейского продуктивного горизонта довольно сложно. По промыслово-геофизическим данным и литолого-петрографической характеристике пород в его составе выделяют верхнюю — песчано-глинистую, среднюю — песчаную и нижнюю — глинисто-карбонатную пачки. В верхней — до четырех пластов песчаника, из них продуктивен только третий.

Средняя пачка обводнена, а в нижней отсутствуют коллекторы. Песчаники третьего — продуктивного пласта имеют высокую пористость (до 33%) и проницаемость (до 1123 мд). Газовая залежь располагается в сводовой и присводовой частях структуры и оконтуривается нефтяной оторочкой, не име-

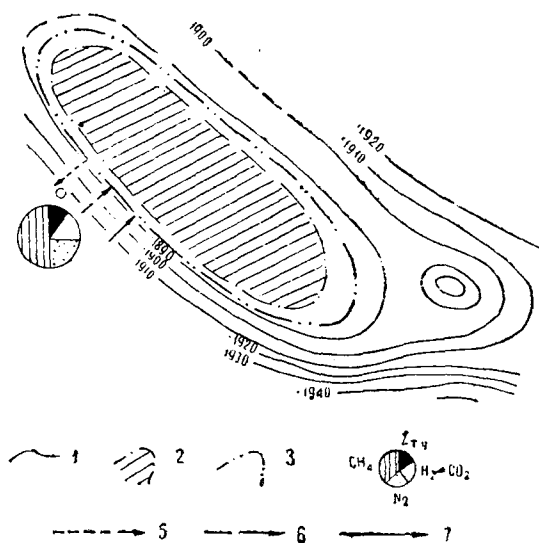


Рис. 19. Пластовый ореол рассеяния газонефтяной залежи верейского горизонта Фурмановского месторождения.

1 — изогипсы кровли верейского горизонта; 2 — контур газоносности; 3 — контур нефтеносности; 4 — состав водорастворенного газа в объемных %; направление миграционных потоков: 5 — CH₄; 6 — Σт.у.; 7 — N₂

ющей промышленного значения. Ширина оторочки — 200—250 м, этаж нефтеносности — 2 м, газоносности — 10,3 м; площадь последней — 6,56 км².

Подземные воды верейского горизонта исследованы в пределах юго-западного крыла структуры (скв. 21), на расстоянии 600 м от внешнего контура нефтеносности (рис. 19). Состав водорастворенного газа в значительной степени аномалиен и в целом не характерен для подземных вод газовых и газонефтяных залежей Нижнего Поволжья. Он отличается высоким процентным содержанием азота и молекулярного водорода. Для природного газа Фурмановского месторождения также показательны повышенные концентрации азота (16—25%). Газ сухой, и хотя в его составе присутствует вся гамма тяжелых углеводородов до C₃H₁₂ включительно, их содержание незначительно (табл. 22).

Исследование направлений миграции основных газообразных компонентов (CH₄, N₂, Σт.у.) показало, что в воды, окру-

Характеристика подземных вод и природных газов Фурмановской площади

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Газовый фактор, см ³ /л	Упруг. газа, ат.м.	Температура пласта	Минерализ. вод, г/л	Состав газа, % объемные							K ₁ = $\frac{\Sigma_{гор} CH_4}{N_2}$	K ₂ = $\frac{CH_4}{\Sigma_{т.у.}}$	K ₃ = $\frac{CH_4}{C_3H_8 + \text{высшие}}$	Примечание
							CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₃ H ₁₂	H ₂	CO ₂				

1. Природный газ

20	916—922	верейский					66,28	3,49	1,65	0,52	0,96		1,48	25,62	—	—	—	попутный
10	928—932	верейский					67,40	4,60	1,60	0,62	0,80		2,5	22,50	—	—	—	свободн.
15	926—935	верейский					74,0	4,60	1,90	0,30	0,30		0,80	16,5	—	—	—	свободн.

2. Водорастворенный газ

21	964—966	верейский	403,8	47,59	35°	144,60	43,7	2,37	0,34	—	—	26,2	1,23	26,14	2,77	16,1	128,5
21	961—966	верейский	374,5	40,08	35,5°	144,76	54,2	2,57	0,55	—	—	18,7	1,21	22,6	3,35	17,3	98,6

3. Водорастворенный газ на границе с залежью (по расчету)

		верейский	977,6	105	35°	232	97,20	0,26	0,05	0,01	—	—	1,4	1,08			
--	--	-----------	-------	-----	-----	-----	-------	------	------	------	---	---	-----	------	--	--	--

4. Органическое вещество

№ скв.	Интервал перфорации	Геологич. возраст	Битум. балл	Фенолы, мг/л	Бензол, мг/л	Амины, мг/л	Фосфор орг., мг/л
21	964—966	верейский	4	нет	нет	0,21	0,115

5. Ионно-солевой состав (мг/л)

№ скв.	Интервал перф., м	Уд. вес	pH	CO ₃	HCO ₃	Cl	SO ₄	Br	I	Ca	Mg	NH ₄	Na+K по расч.	B	Fe общ.	Сумма солей, г/л
21	964—966	1,096	5,4	нет	18,30	89940,3	13,17	363,91	6,9	10641,25	2582,78	17,54	1331,23	31,38	118,62	144,865

Таблица 23

Результаты расчета диффузионных потоков газообразных компонентов залежей Фурмановского месторождения

Интервал расчета						Расстояние между точ- ками, м	Потоки: $I = I_n \cdot 10^{-14}$ см ³ /сек n=1, 2, 3		
от			до				I ₁ (CH ₄)	I ₂ (ΣТ.у.)	I ₃ (N ₂)
№ скв.	Возраст	Интервал перфорации, м	№ скв.	Возраст	Интервал перфорации, м				
Конт.	верейский	926—935	21	верейский	946—966	600	+2,09	-0,02	-2,07

По пласту

жающие залежь верейского горизонта, находящиеся на расстоянии 600 м от контура (скв. 21), под воздействием разности концентраций могут поступать только легкие углеводороды (табл. 23). Более высокий процент содержания этана и пропана в водах скв. 21, по сравнению с водами на контакте с залежью, создает поток тяжелых углеводородов по направлению к последней. Таким образом, ореол рассеяния тяжелых углеводородов из залежи верейского горизонта составляет менее 600, а легких — более 600 м. Диффузия азота возможна только из окружающих вод к залежи.

Совершенно неожиданный результат был получен при определении отражения залежи в составе ОВ подземных вод. Проведенный анализ показал полное отсутствие фенолов, почти полное отсутствие бензола и незначительное количество битума (табл. 22). Лишь содержание аминов и органического фосфора оказалось выше, по сравнению с фоновыми значениями, примерно в два раза. Следовательно, такие ведущие гидрохимические показатели, как бензол, битум и фенолы, не отразили влияния залежи уже на расстоянии 600 м.

Практически полное отсутствие этого влияния на газовую составляющую и главным образом на ОВ подземных вод связано, вероятно, с повышенной радиоактивностью пород и флюидов Фурмановского месторождения. Под действием радиоактивных излучений происходит разложение как углеводородов, так и воды.

В сфере радиоактивного излучения действуют два фактора: окислительный — в виде кислорода и перекиси водорода и восстановительный — в виде водорода. Находясь в ионизированном состоянии, все эти газы обладают высокой реакционной способностью и, несомненно, вступают в реакцию с другими соединениями, в частности с углеводородами. В. А. Евдокимов (1957) приводит следующие схематические уравнения, отражающие конечные результаты реакции воздействия радиоактивной воды на углеводороды:

1. $4n\text{H}_2\text{O} = 4n\text{H}_2 + 2n\text{O}_2$,
2. $\text{C}_n\text{H}_{2n+2} + \frac{3n+1}{2}\text{O}_2 = n\text{CO}_2 + (n+1)\text{H}_2\text{O}$,
3. $n\text{CO}_2 + 4n\text{H}_2 = n\text{CH}_4 + 2n\text{H}_2\text{O}$,
4. $\frac{n-1}{4}\text{CH}_4 + \frac{n-1}{2}\text{O}_2 = \frac{n-1}{4}\text{CO}_2 + \frac{n-1}{2}\text{H}_2\text{O}$,
5. $\frac{n-1}{2}\text{H}_2\text{O} + \text{C}_n\text{H}_{2n+2} = \frac{3n+1}{4}\text{CH}_4 + \frac{n-1}{4}\text{CO}_2$.

Мы не склонны допускать полной аналогии между условиями, описанными В. А. Евдокимовым и характерными для Фурмановского месторождения, так как в составе природного и растворенного в водах газа здесь установлены значительные концентрации азота. Однако заметное проявление процесса разложения углеводородов под влиянием повышенной радиоактивности флюидов безусловно было свойственно и данному месторождению. Это нашло отражение в пониженных, против обычно наблюдаемых, концентрациях углеводородов в составе водорастворенного газа, появлении значительного количества молекулярного водорода, практически полном отсутствии бензола и фенолов.

2. Родионовское месторождение

Месторождение располагается в пределах Карамышской впадины, в 7 км к западу от крупного газонефтяного Урицкого месторождения. По отложениям карбона поднятие представляет собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания, с крутым северо-западным и пологим юго-восточным крыльями. Северо-восточное периклинальное окончание структуры осложнено Северо-Родионовским куполовидным поднятием, простирание которого почти перпендикулярно основному направлению складки и контролируется простиранием субширотного прогиба, ограничивающего с севера Урицкое и Родионовское поднятия. В общих чертах Родионовская структура сохраняет свою конфигурацию, направление и размеры как по отложениям нижнего, так и среднего карбона. Поднятие имеет протяженность 7,2 км, ширину — 1,6 км, амплитуду — 23 м.

Родионовское месторождение небольшим прогибом отделено от Урицкого. Разработка последнего и главным образом открытое фонтанирование скв. 29 повлекли за собой падение давления в некоторых залежах и продвижение вод в зоны падения давления на Родионовской площади.

Это обстоятельство должно прежде всего учитываться при определении масштабов ореольного рассеяния залежей бобриковского и V пласта тульского горизонтов, характеризующихся постоянством литологического состава вмещающих пород и сравнительно хорошими коллекторскими свойствами. Коллектора бобриковского горизонта имеют пористость 20% и проницаемость 632,5 мд; V пласта тульского — соответственно 19% и 118 мд. Для остальных продуктивных горизонтов, вследствие их фациальной изменчивости, невыдержанности коллекторов по простиранию или по мощности связь залежей с пластовой

водонапорной системой затруднена и, следовательно, темп продвижения вод значительно ниже.

Небольшая плавающая газовая залежь бобриковского горизонта приурочена к сводовой части поднятия и вскрыта при опробовании скв. 12 и 24. Коллекторами служат песчаники и алевролиты, чередующиеся с незначительными по мощности прослоями глин. Этаж газоносности — 4—6 м, а ее общая площадь — 3,2 км² (рис. 20).

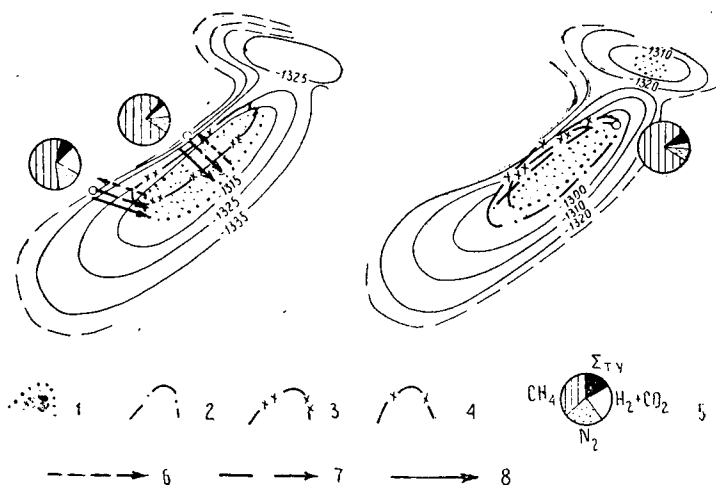


Рис. 20. Пластовые ореолы рассеяния залежей Родионовского месторождения (а — по бобриковскому горизонту; б — по V пласту тульского горизонта).

1 — контур газоносности; 2 — контур нефтеносности; 3 — текущий контур газоносности; 4 — текущий контур нефтеносности; 5 — состав водорастворенного газа в объемных %; направление миграционных потоков: 6 — CH₄; 7 — Σт.у.; 8 — N₂.

Подземные воды бобриковского горизонта получены при исследовании скв. 1, расположенной на расстоянии около 500 м от начального контура газоносности. При анализе их газовой составляющей (табл. 24) обращает на себя внимание тот факт, что соотношение компонентов состава газа не отражает влияния залежи. Величина потока метана из нее очень мала и изменяется от 0, 18.10⁻¹⁴ до 0,32.10⁻¹⁴ см³/сек, а диффузия тяжелых углеводородов, в соответствии с приведенными расчетами (табл. 25) направлена не от залежи в окружающие воды, а, наоборот, из подземных вод в залежь.

Все компоненты ОВ подземных вод, за исключением ами-

Характеристика подземных вод и природных газов Родионовской площади

Таблица 24

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Газовый фактор, см ³ /г	Упруг. газа, атм.	Температура пласта, С°	Минерал. воды, г/л	Состав газа, % объемные							Σ гор. N ₂	K ₂ = $\frac{CH_4}{\Sigma \text{г. у.}}$	K ₃ = $\frac{CH_4}{CH_4 + \text{высшие}}$
							CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	H ₂	CO ₂			
1. Природный газ																
12	1581—1584	бобриковск.	—			205	87,20	2,40	1,90	0,60	1,20	—	1,70	5,0	—	—
24	1573—1577	бобриковск. тульский	—	159,4		—	79,72	2,25	1,55	0,46	1,06	0,69	14,27	—	—	—
						174,0	88,97	2,07	0,62	0,35	1,04	—	1,11	5,84	—	—
							88,69	1,91	0,36	0,25	0,99	—	1,75	6,05	—	—

2. Водорастворенный газ на границе с залежью (по расчету)

	тульский	1040	159,4	43,3	205	80,43	0,75	0,21	0,06	—	—	9,45	9,10			
	тульский	1209	—	42,2		77,41	0,76	0,07	0,76	—	—	18,08	2,92			

3. Водорастворенный газ

1	1606—1620	бобриковск.	651	103	44,5	205,8	81,4	1,30	сл.	сл.	—	3,90	1,61	11,9	7,2	62,8
15	1568—1575	бобриковск.	462	—	47,0	174,2	85,4	1,76	0,07	—	—	0,47	1,11	1,11	7,9	46,8

4. Органическое вещество

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Битум, баллы	Фенолы, мг/л	Бензол, мг/л	Амины, мг/л	Фосфор орг., мг/л
1	1600—1620	бобриковск.	4	0,069	0,003	0,14	0,05

5. Ионно-солевой состав (мг/л)

№ скв.	Интервал перфор., м	Уд. вес	pH	CO ₃	HCO ₃	Cl	SO ₄	Br	I	Ca	Mg	NH ₄	Na+K по расч.	B	Fe общ.	Сумма солей, г/л
1	1606—1620	1,141	5,23	нет	91,50	127800,4	75,72	539,68	7,46	16243,29	3688,86	172,41	57275,29	44,36	304,67	205,828
15	1568—1575	1,122	6,01	нет	61,0	108604,2	71,60	440,58	9,06	13599,17	3935,45	33,90	47528,35	56,26	419,81	174,225

Таблица 25

Результаты расчета диффузионных потоков газообразных компонентов по пласту из залежи бобриковского горизонта Родионовского месторождения

Интервалы расчета				Расстояние между точ- ками рас- чета, <i>м</i>	Потоки $I = I_n \cdot 10^{-14}$ <i>см</i> ³ / <i>сек.</i> , <i>n</i> = 1, 2, 3		
от		до			<i>I</i> ₁ (CH ₄)	<i>I</i> ₂ (Σ _{г.у.})	<i>I</i> ₃ (N ₂)
№ скв.	Интервал перфорации, <i>м</i>	№ скв.	Интервал перфорации, <i>м</i>				
Зона кон- такта	1573—1577	1	1606—1620	600	+0,32	-0,005	-0,315

нов, присутствуют в очень незначительных концентрациях, соответствующих фоновым (табл. 24). Подземные воды V пласта тульского горизонта, к которому приурочена газовая залежь с нефтяной оторочкой, также не испытывают ее влияния. Залежь относится к типу пластовых, сводовых. Площадь газоносности — 5,5 км², нефтеносности — 5,7 км². Коллекторы пласта имеют постоянный литологический состав, сравнительно высокие значения пористости (19%) и проницаемости (118 мд). О хороших коллекторских свойствах пласта свидетельствует также распространившееся влияние разработки и открытого фонтанирования Урицкого месторождения, приведшее к снижению пластового давления по рассматриваемому пласту на 22 атм.

Подземные воды получены при опробовании скв. 15, расположенной на северном периклинальном окончании структуры, в непосредственной близости от контура нефти — вода. Несмотря на это, соотношение компонентов газа не отвечает фактической продуктивности пласта. В составе газа значительный удельный вес занимает азот (11,1%), очень мало тяжелых углеводородов (1,83%), а также гомологи метана, как C₄H₁₀ и более тяжелые полностью отсутствуют. Нетрудно заметить, что характеристика состава водорастворенного газа очень близка характеристике газов вод бобриковского горизонта в районе скв. 1 (табл. 24).

Выше уже отмечалось, что возможность гидродинамической связи между Урицким и Родионовским месторождениями наиболее вероятна для отложений бобриковского и V пласта тульского горизонта, и приконтурные воды последнего, аналогично водам бобриковского горизонта, заместились «свежими» водами, ранее находившимися вне сферы влияния залежи и еще не успевшими приобрести облик вод, испытывающих это влияние.

Залежи

с аномально-повышенными масштабами
пластового рассеяния (более 2000 м)

Значительные масштабы пластового ореольного влияния ustanовлены для мощной газовой залежи карбона Коробковского и газонефтяной залежи девона Любимовского месторождений.

1. Залежь визейского, намюрского и нижней части башкирского ярусов Коробковского месторождения

Коробковское месторождение — наиболее крупное многопластовое месторождение Нижнего Поволжья. В разведанной

части разреза диапазон нефтегазоносности составляет 2400 м.

Структура имеет округлую куполовидную форму, с пологим западным крылом и несколько более крутым — восточным. Размеры ее по кровле подольского горизонта в пределах изогипсы — 700 м — 25×16 км; амплитуда поднятия — 150 м (рис. 21).

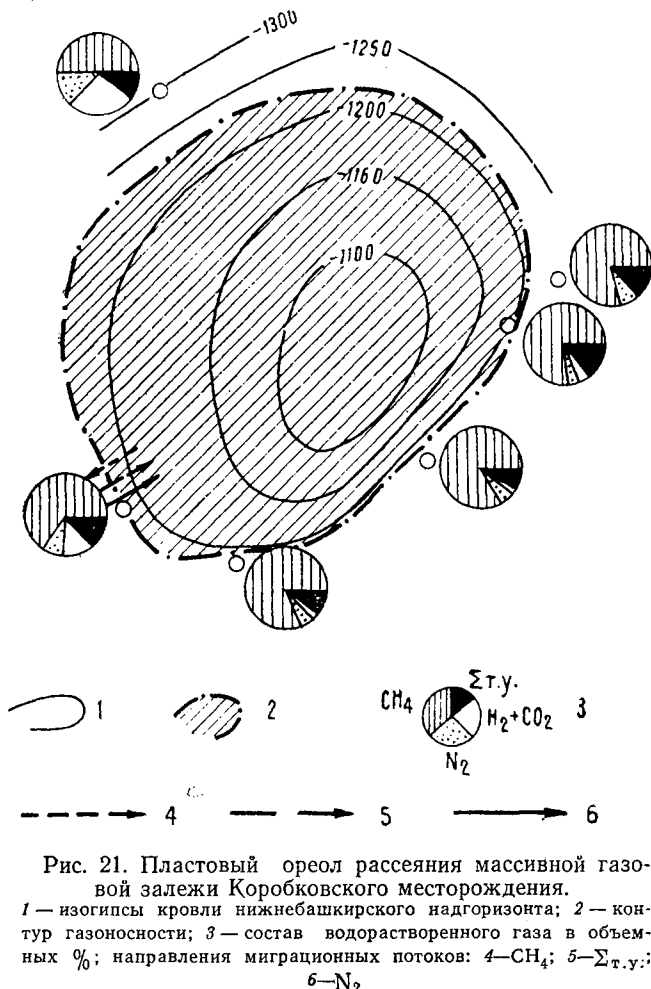


Рис. 21. Пластовый ореол рассеяния массивной газовой залежи Коробковского месторождения.

1 — изогипсы кровли нижнебашкирского надгоризонта; 2 — контур газоносности; 3 — состав водорастворенного газа в объемных %; направления миграционных потоков: 4— CH_4 ; 5— $\Sigma\text{т.у.}$; 6— N_2

В карбонатных коллекторах нижнебашкирского подъяруса, намюрского яруса и серпуховских отложений, сложенных преимущественно оолитовыми и брекчиевидными известняками, по-

Состав газа, растворенного в подземных

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Газовый фактор, см ³ /л	Упругость газа, атм	Температура пласта, °С	Минерализация вод, г/л	С о с т а в		
							Σ гор.	Σ г. у.	СН ₄
131	500—520	верхнекаменноугольный	930	—	43	—	84,7	15,69	68,27
112	550—565	верхнекаменноугольный	1375,0	—	—	—	94,92	2,92	92,0
44	гл 1170	нижнебашкирский	2750	—	37	185	96,34	3,84	92,5
49	1416—1420	нижнебашкирский	1412,5	—	48	212	96,38	4,88	91,5
45	гл 1090	нижнебашкирский	1087,5	—	34	236	94,58	6,05	88,53
50	гл 1001	нижнебашкирский	650,0	140	33	236	85,74	2,19	52,9
52	1435—1458	нижнебашкирский	1234	—	48	190	95,98	11,74	82,64
48	1447—1439	нижнебашкирский	511	115	49	232	95,58	5,22	76,12
Состав водорастворенного газа на									
321	1343—1437	нижнебашкирский + на-мюрский	833	144,5	45	3,6	98,36	0,59	97,77

ристость которых изменяется соответственно от 7 до 24% и от 1 до 3%, содержится массивная газовая залежь. В ее подошве имеются локальные скопления нефти.

Газовая составляющая и ОВ подземных вод, окружающих залежь, исследованы в шести скважинах, расположенных на различных расстояниях от контура газ—нефть (табл. 26); максимальное удаление (скв. 50) — 2100 м. Во всех случаях состав водорастворенного газа отчетливо отражает пластовое ореольное влияние этой мощной газовой залежи, что подтверждается и термодинамическим расчетом направлений диффузионных потоков (табл. 29, рис. 21).

Величина потока легких углеводородов довольно значительна — $1,78 \cdot 10^{-14}$ см³/сек.

Таблица 26

водах Коробковского месторождения

газа, % объемные							$K_1 = \frac{\Sigma \text{горючих}}{N_2}$	$K_2 = \frac{CH_4}{\Sigma \text{г. у.}}$	$K_3 = \frac{CH_4}{C_2H_6 + \text{высшие}}$
C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ +высш.	H ₂	CO ₂	N ₂			
2,32	2,97	3,71	6,68	0,74	1,4	14,0	6,0	4,0	5,0
1,3	0,64	0,20	0,78	—	0,35	4,62	20,6	31,7	57,5
1,58	1,25	0,79	0,22	—	0,35	3,1	31	24,3	40,2
1,57	1,21	1,08	1,02	—	0,43	3,2	18,0	18,7	27,7
1,82	0,96	0,96	2,31	—	—	5,4	17,5	14,7	21
0,51	0,43	0,59	0,66	—	0,7	13,5	6,3	24	31,1
2,94	3,12	2,82	2,82	1,6	1,5	2,52	38	7	27
1,56	1,09	1,09	1,49	14,24	0,34	4,07	23	14	51
границе с залежью (по расчету)									
0,43	0,12	0,04				1,31	0,33		

Заслуживают внимания следующие обстоятельства, иллюстрирующие динамику и определенную направленность процесса влияния залежи на окружающие ее подземные воды.

1. Воды, непосредственно контактирующие с залежью, заметно обогащены тяжелыми углеводородами (11,7%) при небольшом содержании азота (2,5%). Однако уже на первых 100—200 м от залежи концентрация тяжелых углеводородов уменьшается примерно в два раза и дальнейшего изменения состава газа на различных расстояниях от залежи (однако не превышающих 1000—1100 м) практически не происходит.

2. Резкое изменение в характеристиках газовой составляющей подземных вод наступает лишь при удалении от залежи на расстояние 2000—2100 м от контура. Наиболее четко это

Таблица 27

Состав природного газа залежей Коробковского месторождения

№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Р пластов, атм	Состав газа, % объемные								
				Σ гор,	Σ г. у.	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ + +вышш.	CO ₂	N ₂
13	1713—1734	бобриковский	179	96,0	9,82	86,18	3,55	2,24	4,03	—	0,22	3,78
321	1343—1437	нижнебашкир. +намюрский	144,5	99,39	2,39	97,0	1,0	0,73	0,3	0,36	0,1	0,4

Содержание органического вещества в подземных водах
Коробковского месторождения

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Бензол, мг/л	Фенолы, мг/л
131	—	верхнекаменноуголь- ный	0,160	—
367	—	нижнебашкирский	0,150	—
409	—	нижнебашкирский	0,600	—
313	—	намюрский + ниже- башкирский	0,223	—
93	гл. 1300	намюрский + ниже- башкирский	0,134	—
48	—	намюрский + ниже- башкирский	0,090	—
44	гл. 1425	намюрский + ниже- башкирский	0,320	—
52	1000	намюрский + ниже- башкирский	0,280	—

фиксируется трех-, четырехкратным увеличением азота (13,5%) и уменьшением более чем вдвое содержания тяжелых углеводов (2,2%).

Что касается ингредиентов ОВ подземных вод данного комплекса отложений, то мы располагаем лишь сведениями о содержании бензола (табл. 28). Причем исследованы в основном подошвенные и приконтурные воды. Только в скв. 93 опробованы воды на расстоянии 1300 м от внешнего контура газоносности. Во всех случаях содержание бензола аномально высокое (0,09 — 1,3 мг/л) и намного превышает те концентрации, которые зачастую характерны для подземных вод ряда других газовых залежей Нижнего Поволжья.

2. Залесь воробьевских отложений Любимовского месторождения

Любимовское месторождение расположено в ближнем Саратовском Заволжье, на юго-восточном погружении Степновско-Советского вала и почти примыкает к бортовому уступу Прикаспийской впадины.

По кровле пласта Д₂V поднятие имеет вид антиклинальной складки северо-восточного простирания. Ее наиболее припод-

Таблица 29

Результаты расчета диффузионных потоков газообразных компонентов залежей Коробковского месторождения

Интервал расчета						Расстояние между точ- ками расче- та, м	Потоки $l = I_p \cdot 10^{-14}$ см ³ /сек; p=1, 2, 3		
от			до				I ₁ (CH ₄)	I ₂ (Σг. у.)	I ₃ (N ₂)
№ скв.	возраст	интервал перфорации, м	№ скв.	возраст	интервал перфорации, м				
Конт. 321	нижнебаш- кирский	1343 - 1437	48	нижнебаш- кирский	1447—1439	150	+1,78	-0,48	-1,30

няя часть располагается в районах скв. 4 и 20, где наблюдается максимальный размыв терригенных пород девона (рис. 22).

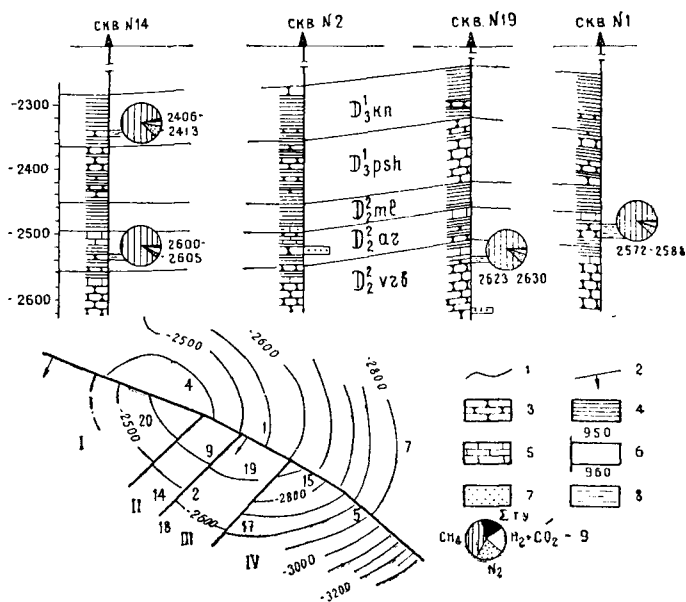


Рис. 22. Вертикальные ореолы рассеяния залежей живецкого яруса Любимовского месторождения.

1 — изогипсы поверхности пласта D_2V ; 2 — линии дизъюнктивных нарушений; 3 — песчаники; 4 — глины; 5 — известняки и доломиты; 6 — интервал опробования; 7 — газ; 8 — вода; 9 — состав водоразворенного газа в объемных %.

Антиклинальное девонское поднятие на Любимовском участке Степновско-Советского вала существовало уже в кыновско-пашийское время, а к началу фаменского было нарушено сбросами северо-западного и северо-восточного простирания. Юго-западная часть структуры опустилась, и в зоне основного северо-восточного сброса евлановско-ливенские отложения пришли в соприкосновение с породами кыновско-пашийского возраста.

На приподнятом северо-восточном блоке полностью размыты карбонатные породы франского яруса. Амплитуда основного сброса увеличивается с северо-запада на юго-восток от 80—100 до 200 м. Поперечные сбросы разбивают юго-западную опу-

Ионно-солевой состав подземных

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Уд. вес	pH	CO ₃	HCO ₃	Cl	SO ₄	Br
9	2596—2604	D ₂	1,143	6,00	нет	103,70	125 658	364,59	339,26
1	2572—2588	D ₂	1,15	5,63	нет	нет	136 521	510,3	666
7	2817—2822	D ₂	1,152	5,65	нет	18,30	137 982,3	353,89	621,69
14	2600—2605	D ₂	1,158	5,0	нет	67,10	139 944	415,62	682,54
15	2858—2865	D ₂	1,142	4,25	нет	48,8	128 520	375,29	783,07
15	2780—2781	D ₂	1,089	7,4	нет	36,6	78 897	1470,7	375,66
15	2801—2808	D ₂	1,149	4,45	нет	48,8	132 804	396,69	608,46
19	2623—2630	D ₂	1,150	5,7	нет	6,10	132 443,1	371,17	754,18
9	2532—2540	D ₂	1,154	5,4	нет	61,00	139 698,0	409,03	508,90
5	2963—2972	D ₂	1,154	4,05	нет	12,2	134 784,0	370,35	530,10
4	2469—2474	D ₂	1,150	4,9	нет	нет	137 852,1	404,92	618,26
17	2911—2920	D ₂	1,155	5,2	нет	24,4	135 377	361,3	634,92

Состав газа, растворенного в подземных

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Газовый фактор, с.м ³ /л	Упругость газа, атм.	Температура пласта °С	Минерализация вод, г/л	Состав газа,		
							Σ гор.	Σ г.у.	CH ₄
15	2780—2781	D ₂ IVa	594	68	74	273,9	91,7	2,22	89,42
4	2469—2474	D ₂ IVa	906	175	71	221,5	97,09	2,39	94,7
9	2532—2540	D ₂ IVa	976	235	73	225,305	96,72	4,02	91,7
1	2572—2588	D ₂ IVa	1054	—	72	220,0	93,64	1,64	92,0
14	2600—2605	D ₂ IVa	997	—	74	226,344	96,04	2,54	93,5
15	2801—2808	D ₂ IVa	462	—	80	213,8	93,99	1,17	91,2
7	2817—2822	D ₂ IVa	796	150	68	223,341	85,04	10,44	74,6
17	2911—2920	D ₂ IVa	1209	240	78	218,450	90,0	1,1	87,0
5	2963—2972	D ₂ IVa	527	85	84	217,248	93,8	2,99	89,63
9	2596—2604	D ₂ IVa	797,5	160	76	201,824	97,27	1,97	93,9
19	2823—2930	D ₂ IVa	685	—	74	214,6	94,24	1,64	92,6
15	2858—2865	D ₂ IVa	1090	205	82	207,264	95,15	1,09	92,6

ценную часть девонской структуры на четыре самостоятельных блока (I, II, III, IV), амплитуда опускания которых относительно друг друга последовательно возрастает с северо-запада на юго-восток от 30—40 до 200 м.

На Любимовской площади выявлены газовые и газонеф-

вод Любимовской площади (мг/л)

I	Ca	Mg	NH ₄	Na+K по расч.	B	Fe общ.	Сумма солей, г/л
1,8	22 580,65	3360,79	115,38	49 403,31	8,66	111,12	201,824
13,4	22 393,3	3040,1	21,7	57 501,61	48,2	337,8	220,598
16,13	21 467,74	2478,46	181,81	60 290,59	28,13	679,16	223,341
13,98	21 089,48	3102,26	53,57	61 045,22	23,80	24,70	226,344
9,68	21 515,52	3360,79	52,63	52 660,80	64,92	38,81	207,264
6,24	12 355,45	2068,18	68,96	33 816,9	19,48	144,24	129,055
14,04	22 900,19	3360,79	166,66	53 665,21	36,79	196,38	213,898
10,12	23 006,7	3360,79	17,04	53 512,95	47,61	350,87	213,416
13,42	21 941,58	3360,79	176,47	59 206,6	47,61	253,16	225,305
14,64	24 284,85	2843,76	107,14	54 365,1	64,92	740,74	217,248
14,36	20 446,85	3264,95	108,69	59 999,41	44,36	275,1	222,638
14,32	22 285,85	3057,08	136,99	56 633,13	45,44	1018,8	218,450

Таблица 31

водах Любимовского месторождения

% объемные							K ₁ = $\frac{\% \text{ гор.}}{\% \text{ N}_2}$	K ₂ = $\frac{\% \text{ CH}_4}{\% \text{ г.у.}}$	K ₃ = $\frac{\text{CH}_4}{\text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_3\text{H}_8 + \text{высшие}}$
C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₆ H ₁₂ + высш.	H ₂	CO ₂	N ₂			
1,77	0,45	—	—	0,06	1,45	6,85	13,5	40,6	196
1,75	0,53	0,11	—	—	1,0	1,8	54,4	39,4	147,9
2,7	1,28	0,04	—	1,0	0,6	2,7	35,95	22,81	69,47
1,2	0,4	0,04	—	—	0,1	5,2	18,0	56,1	209,1
1,96	0,58	—	—	—	2,2	1,74	55,2	36,8	161,8
1,03	0,14	—	—	1,62	2,2	3,8	24,3	77,9	651,4
2,9	4,0	23	1,24	—	2,3	12,6	6,7	7,14	9,9
1,1	—	—	—	1,9	4,3	5,7	15,8	79,1	—
2,4	0,53	0,06	—	1,18	2,1	4,1	23,16	21,4	151,9
1,59	0,38	сл.	—	1,40	2,2	0,47	207,1	47,69	247,2
1,3	0,34	—	—	—	1,0	4,8	19,75	56,95	272,3
0,96	0,13	—	—	1,46	1,46	1,45	3,41	27,9	712,3

тяные залежи в коллекторах старооскольских (пласты D₂IVa и D₂IV), воробьевских (пласт D₂V) и кыновско-пашийских отложений. Газоносность песчаных коллекторов воробьевского горизонта установлена при опробовании скв. 20 и 12, расположенных соответственно в I и III блоках структуры. Опробова-

ние скв. 9 и 15 (II и IV блоки) дало притоки пластовой воды.

Все исследованные скважины (рис. 22) расположены гипсометрически одна ниже другой, вдоль главной оси складки и отделены друг от друга линиями сбросов.

Пластовый ореол влияния газовой залежи I блока пласта Д₂V (скв. 20) распространяется на юго-восток примерно на 2000 м в пределы II блока, где в подземных водах пласта Д₂V в скв. 9 (табл. 31) содержится водорастворенный газ, отвечающий по составу газовому типу залежи (СН₄ — 93,9%, Σ_{т.у.} — 1,97%, N₂ — 0,47%).

Кроме того, возможно, что скв. 9 находится также и в сфере влияния залежи другого — III блока (скв. 19).

Таким образом, все указанные северо-западные участки структуры (I, II и III блоки), разделенные сбросами, взаимосвязаны. Это обусловлено, вероятно, небольшими амплитудами сбросов. Аналогичная взаимосвязь пластов-коллекторов этих блоков отмечается и по некоторым другим горизонтам девона.

3. Залесь пласта Д₂IVa Любимовского месторождения

Подземные воды пласта Д₂IVa вскрыты большим количеством скважин. Его продуктивность установлена по результатам опробования скв. 2 и 18, расположенных в III блоке структуры. Из первой получен приток газа, а из второй — газа и нефти (рис. 22).

Во всех скважинах, удаленных на различные расстояния от участка с установленной нефтегазоносностью, характеристики газовой составляющей пластовых вод близки между собой. Соотношение основных компонентов газа указывает либо на присутствие газовых или газо-нефтяных залежей в данных отложениях во всех блоках структуры, либо является отражением ореольного влияния залежи III блока. Исключение составляют лишь подземные воды последнего. В составе водорастворенного газа здесь определены аномально высокие концентрации тяжелых углеводородов и азота. Это не позволяет распространить влияние газовой залежи III блока на северо-восточный участок, где отмечен также и аномальный состав водорастворенной части ОВ. Поэтому есть основание предполагать о существовании в данном районе самостоятельного источника углеводородов, оказывающего существенное влияние на газовую составляющую и ОВ подземных вод северо-восточного района Любимовской площади.

Таблица 32

Состав природного газа залежей Любимовского месторождения

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Состав газа, % объемные										Вид газа
			Σ гор.	Σ т. у.	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ + + высш.	CO ₂	N ₂	
18	2616—2638	живетский	94,59	16,10	78,49	6,26	2,91	1,62	1,14	4,17	1,87	3,44	свободный
5	2918—2954	старооскольский	97,04	17,53	79,51	6,80	3,90	3,60	2,27	0,96	1,20	1,76	растворенный в нефти

Таблица 33

Содержание органического вещества в подземных водах Любимовского месторождения

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Битум, баллы	Фенолы, мг/л	Бензол, мг/л	Амины, мг/л	Фосфор орган., мг/л
15	2780—2781,7	D ₀ IV	5	0,686	0,175	0,29	0,28
4	2469—2474	D ₂ IVa	7—8	0,400	—	—	—
17	2911—2920	D ₂ IVa	5—6	0,992	0,027	0,08	0,12
7	2817—2822	D ₂ IVa	7	1,05	0,34	0,19	0,16
14	2600—2605	D ₂ IVa	7—8	1,058	—	0,2425	0,6
15	2801,5—2808,5	D ₂ IVa	4—5	0,81	0,20	—	0,085
5	2972—2963	D ₂ IVa	—	1,0	0,09	0,07	0,62
9	2532—2540	D ₂ IVa	4—5	0,8085	0,63	0,04	0,13
9	2596—2604	D ₂ V	6—7	0,75	0,123	0,10	0,49
19	2623—2630	D ₂ V	8	0,414	0,196	0,160	0,225

Для водорастворенного газа пласта Д₂IVа на всей остальной части площади (табл. 31) характерно закономерное уменьшение содержания тяжелых углеводородов по мере удаления от продуктивного района на северо-запад. Так, в скв. 9, находящейся на расстоянии 1000 м от продуктивной скв. 2, вскрывшей газовую залежь, оно составляет 4%, а в скв. 14, удаленной на 3000 м, понижается до 2,4%.

Однонаправленный характер последовательного снижения концентраций по мере удаления от залежей отмечается и для органического вещества подземных вод (табл. 33). Так, в скв. 9 содержание фенолов равно 0,8 мг/л, а северо-западнее, в скв. 4, оно снижается в два раза. В первой зафиксированы и очень высокие концентрации бензола (0,63 мг/л), на других площадях Нижнего Поволжья, как правило, отмечаемые лишь в приконтурных водах. В данном случае это связано с особенностями состава нефтей, газов и конденсатов Любимовского месторождения. Так, например, нефть пласта Д₂V живетского яруса отличается от нефтей других месторождений Нижнего Поволжья высоким процентом содержания ароматических углеводородов (18—11%) и легких фракций (до 100°C выкипает 13%).

Указанные изменения состава водорастворенного газа и органического вещества подземных вод, с учетом незначительных амплитуд смещения II блока северо-западного района площади относительно III продуктивного блока, позволяют распространять пластовое влияние залежи этого блока в северном и северо-западном направлении на расстояние более 3000 м.

Влияние залежи проявляется и в составе подземных вод юго-западной части II блока (скв. 14,32). Однако, вероятно, вследствие экранирующей роли сбросов в этой части поднятий, концентрации отдельных компонентов газа здесь значительно ниже, чем в водах северо-западного района структуры. Так, в скв. 14 и 32, удаленных на сравнительно небольшое расстояние от продуктивной скв. 18 (∞ 1200—1000 м), отмечаются пониженные содержания тяжелых углеводородов и некоторых компонентов органического вещества подземных вод.

ВЕРТИКАЛЬНЫЕ ОРЕОЛЫ ВЛИЯНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Исследование масштабов вертикальной миграции в связи с практическим использованием гидрогеохимических критериев нефтегазоносности не менее важно, чем ранее

проведенное изучение масштабов пластового рассеяния залежей нефти и газа. Детальный анализ масштабов вертикального ореольного влияния проведен для залежей 17 месторождений Нижнего Поволжья. Ограничимся рассмотрением некоторых из них.

1. Приволжское месторождение

Это месторождение расположено в ближнем Саратовском Заволжье, в пределах Советско-Степновской зоны дислокаций. Поднятие относится к типично погребенным структурам и не имеет отражения в каменноугольных и мезозойских отложениях. По данным К. А. Мащковича (1961), девонской антиклинальной складке, ориентированной с северо-запада на юго-восток и осложненной тремя сбросами широтного простирания, в карбоне соответствует моноклинал, наклоненная на юго-восток, а в мезозое — пологая синклинал (рис. 24). Структурные ловушки встречаются только в терригенных породах девона. Наличие дизъюнктивных нарушений косвенным образом подтверждается отсутствием ряда горизонтов, а главным образом результатами опробования скважин и данными по обработке промыслово-геофизических материалов.

Продуктивность структуры связана с песчаными коллекторами живетского яруса, где в пласте D_2VI обнаружена газовая, а в пластах D_2V и D_2IVa — газонефтяные залежи.

Залежь пласта D_2VI живетского яруса

Промышленная газоносность данного пласта установлена в скв. 1, где при опробовании интервала 2761—2772,7 м был получен сухой газ с абсолютно свободным дебитом 839 тыс. $m^3/сут.$

Отражение влияния залежи можно проанализировать по результатам исследования (скв. 15, 13 и 17) нижележащих подземных вод мосоловского горизонта (рис. 25, 26, табл. 34).

В его разрезе в пределах Приволжской площади выделяются два самостоятельных водоносных пласта (рис. 25, 26). Объектом исследования является первый, залегающий в кровле мосоловских отложений. Он характеризуется ограниченным распространением, его мощность колеблется от 0 до 4 м. От подошвы пласта D_2VI подземные воды названных отложений отделяются 10—12-метровой пачкой глин черноморского горизонта.

Состав водорастворенного газа отличается высоким про-

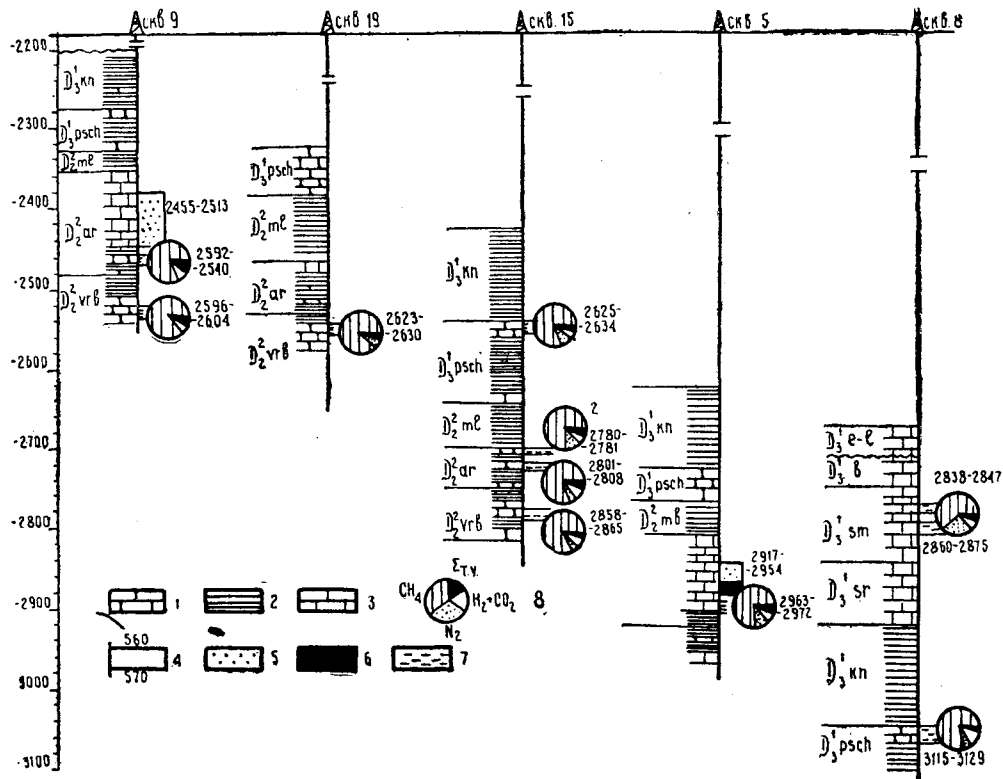


Рис. 23. Вертикальные ореолы рассеяния залежей живецкого яруса Любимовского месторождения.
 1 — песчаники; 2 — глины; 3 — известняки и доломиты; 4 — интервал опробования; результаты опробования; 5 — газ; 6 — нефть; 7 — вода; 8 — состав водорастворенного газа в объемных %.

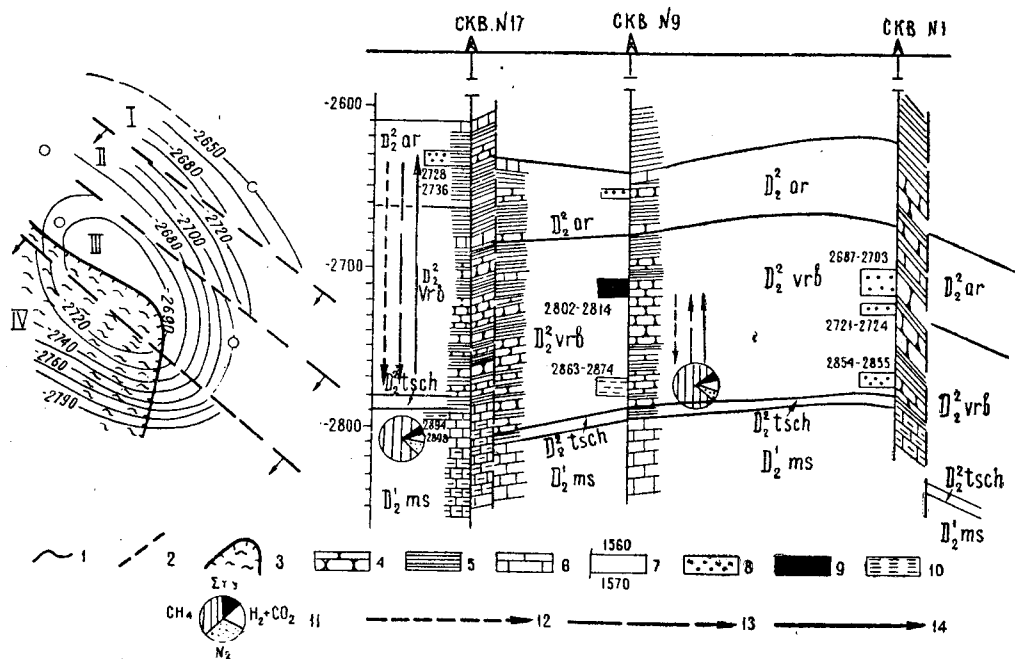


Рис. 24. Вертикальные ореолы рассеяния залежей Приволжского месторождения.

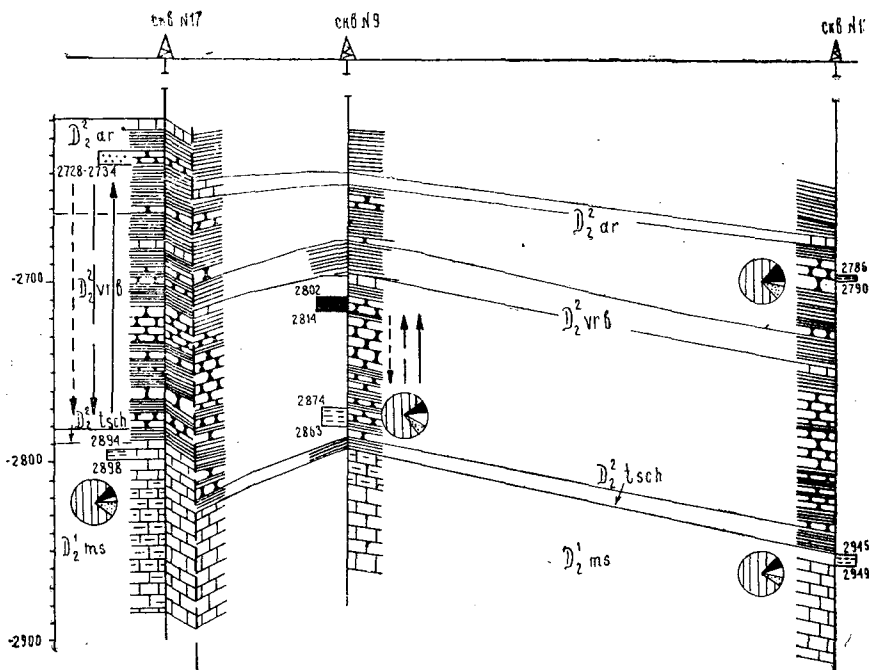


Рис. 25. Вертикальные ореолы рассеяния залежей Приволжского месторождения. Условные обозначения — на рис. 24.

центом содержания углеводородов (главным образом метана) и незначительными концентрациями азота. Соотношение компонентов газовой составляющей указывает либо на продуктивность данных отложений, либо на влияние вышерасположенной газовой залежи пласта D_2VI . Наиболее обнадеживающую характеристику дает водорастворенный газ скв. 13, в составе которого есть тяжелые углеводороды до C_4H_{10} включительно. В полном соответствии с газовой фазой находится и ОВ подземных вод, причем и здесь выделяются результаты анализа вод, полученных по скв. 13, где отмечаются аномально-повышенные концентрации бензола, фенолов, аминов.

Расчет термодинамической силы, определяющей направление миграции, показал, что поток бензола направлен от залежи вниз по разрезу мосоловских отложений (от I к II пласту), вскрытых скв. 13 (табл. 35).

Характеристика подземных вод и природ

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Газов. фактор, см ³ /л	Упругость газа, атм.	Температура пласта, °С	Минерал. вод, г/л	Состав
							CH ₄
1. Природ							
1	2854—2865	D ₂ VI					91,3
9	2802—2814	D ₂ V					89,55
1	2787—2803	D ₂ VI					92,23
17	2728—2736	D ₂ IVa					85,51
15	2713—2729	D ₂ IVa					86,027

2. Водоразство

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Газов. фактор, см ³ /л	Упругость газа, атм.	Температура пласта, °С	Минерал. вод, г/л	Состав
13	2786—2790	D ₂ IV	485		73,5	206,00	80,20
15	2780—2784	D ₂ IV	648		75,0	194,48	92,06
9	2874—2863	D ₂ VI	740		68,5	246,41	83,14
15	2869—2873	мосоловский	875		76,5	201,98	92,74
17	2894—2898	мосоловский	798		75,0	231,04	89,50
13	2945—2949	мосоловский	815		76,0	251,82	88,45

3. Водоразтворенный газ на

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Газов. фактор, см ³ /л	Упругость газа, атм.	Температура пласта, °С	Минерал. вод, г/л	Состав
		D ₂ IVa	1163		72		85,08
		D ₂ V	1222		75		83,78

4. Органическое

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст
13	2786—2790	D ₂ IVa
15	2780—2784	D ₂ V
9	2874—2863	D ₂ VI
17	2894—2898	мосоловский
13	2984—2988	мосоловский
13	2945—2949	мосоловский

5. Ионно-солевой сос

№ скв.	Интервал перфорации, м	Уд. вес	pH	CO ₃	HCO ₃	Cl	SO ₄
9	2874—2863	1,169	—	нет	нет	152 668,8	260,07
17	2894—2898	1,162	5,85	нет	73,2	143 549,4	338,25
15	2869—2873	1,142	5,20	нет	36,6	125 734,2	267,48
15	2780—2784	1,140	7,60	нет	85,4	120 937,8	631,24
13	2945—2949	1,152	5,00	нет	30,5	133 988,4	516,84

ных газов Приволжской площади

газа, % объемные							K ₁ = $\frac{\sum \text{гор.}}{N_2}$	K ₂ = $\frac{CH_4}{\sum \text{г. у.}}$	K ₃ = $\frac{CH_4}{C_2H_6 + \text{высш.}}$
C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ + высш.	H ₂	CO ₂	N ₂			
2,88	1,88	1,14	0,50	—	0,85	1,450			
3,12	1,72	0,78	1,98	—	1,32	1,560			
3,25	1,76	0,81	0,32	—	0,86	0,652			
6,2	3,04	1,31	0,63	—	0,95	2,290			
5,8	2,48	0,77	0,17	0,013	—	4,690			

ный газ

2,88	1,88	1,14	0,50	—	0,85	1,450			
3,12	1,72	0,78	1,98	—	1,32	1,560			
3,25	1,76	0,81	0,32	—	0,86	0,652			
6,2	3,04	1,31	0,63	—	0,95	2,290			
5,8	2,48	0,77	0,17	0,013	—	4,690			

ренный газ

5,2	2,60	0,6	—	—	1,00	9,43	9,4	9,5	26
3,13	0,40	—	—	1,00	1,20	2,21	43,7	26,3	230
1,94	0,20	—	—	6,10	1,02	7,60	12,0	38,8	417
1,87	—	—	—	2,80	0,83	1,76	55,3	49,5	
1,96	0,10	—	—	—	2,24	6,20	14,8	43,4	895
3,01	1,00	0,2	—	3,28	0,60	3,46	27,7	21,0	74

границе с залежью (по расчету)

1,80	0,32	0,06	—	—	10,84	1,90			
0,89	0,15	0,07	—	—	13,99	1,12			

вещество

Битум, балл.	Фенолы, мг/л	Бензол, мг/л	Толуол, мг/л	Амины, мг/л	P _{орг.} , мг/л
—	0,196	—		0,330	0,065
6	нет	0,035		0,512	0,170
5	0,240	0,135	0,08	0,360	0,290
4—5	0,324	0,053	нет	0,480	0,088
9	—	0,095	0,02	0,595	0,420
4—5	0,660	0,290		0,525	0,105

тав подземных вод, мг/л

Br	I	Ca	Mg	NH ₄	K+Na по расч.	B	Fe общ.	Сумма солей, г/л
896,58	8,28	28 518,55	2841,06	12,20	61 277,98	33,54	901,55	246,410
878,59	10,41	27 454,42	3615,89	21,74	55 167,34	90,89	272,84	231,040
753,08	9,38	24 373,90	3427,65	19,05	47 423,93	38,95	1982,46	201,985
537,91	2,47	23 013,98	3554,60	30,73	45 748,84	75,74	559,75	194,484
842,73	7,93	25 210,77	3554,60	18,18	51 720,56	36,79	769,66	215,825

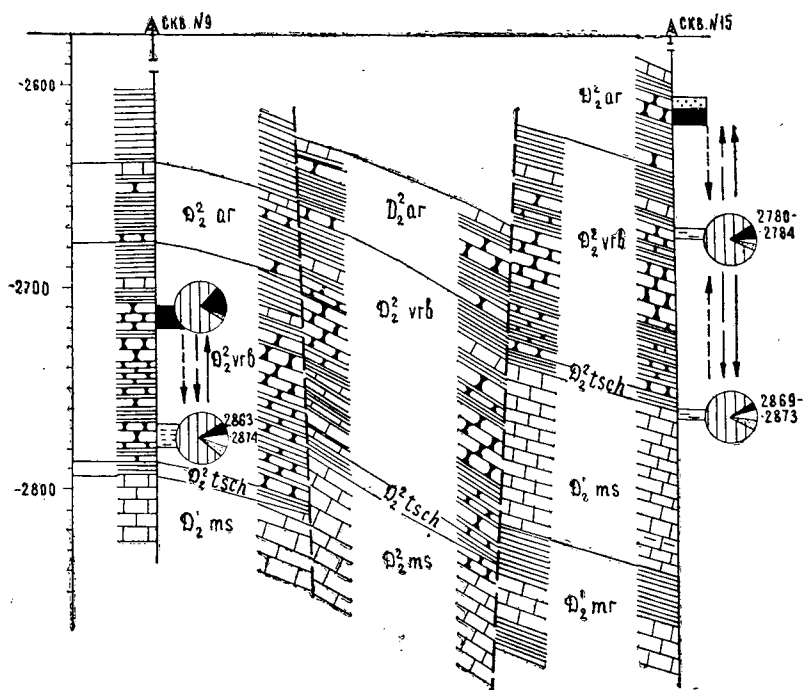


Рис. 26. Вертикальные ореолы рассеяния залежей Приволжского месторождения. Условные обозначения — на рис. 24.

Из 10 пробуренных на Приволжской структуре скважин отложения опробовались в пяти. В трех получена пластовая вода, в одной — приток вообще не получен, а в пятой отмечались незначительные газопроявления (скв. 10). В ряде скважин (4,1, 12, 10,5) коллектора мосоловского горизонта заглинизированы.

Все изложенное указывает на то, что мосоловские отложения на большей части площади вряд ли продуктивны и наблюдаемые характеристики состава водорастворенного газа и ОВ связаны с нисходящим влиянием газовой залежи пласта D_2VI живетского яруса.

Этот вывод подтверждается и расчетом направления диффузионного потока бензола, который показал, что миграция последнего идет от живетских отложений (пласт D_2VI), вскрытых скв. 9, к мосоловским, вскрытым скв. 17 (табл. 35).

Таблица 35

Результаты расчета термодинамических сил «Х», определяющих направление диффузионных потоков на Приволжском месторождении

№ скв.	Интервал расчета					Термодинамическая сила бензола „Х“
	от		до			
	возраст	интервал перфорации, м	№ скв.	возраст	интервал перфорации, м	
13	мосоловский	2945—2949	13	мосоловский	2984—2988	+0,711
9	живетский	2863—2874	17	мосоловский	2894—2898	+0,145 · 10 ⁻²

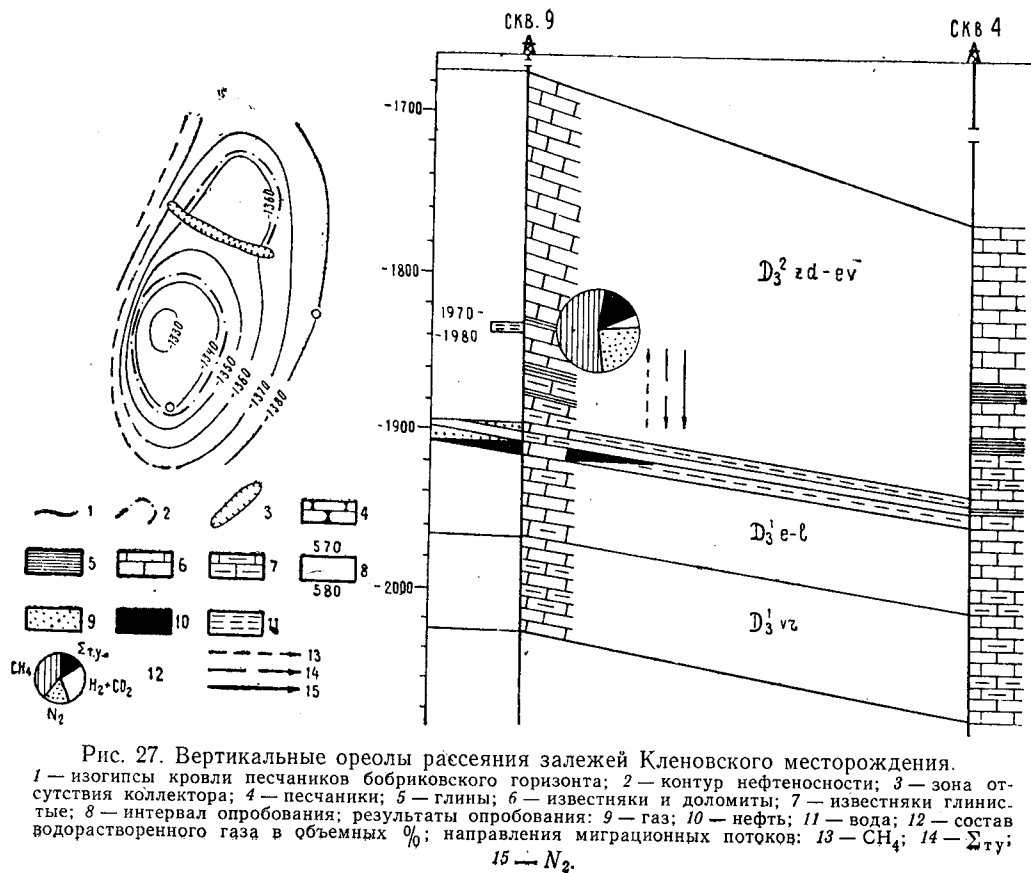


Рис. 27. Вертикальные ореолы рассеяния залежей Кленовского месторождения.

2. Кленовское месторождение

Кленовское поднятие вместе с Лемешкинским, Ново-Кубанским и Меловатским образует единую тектоническую зону северо-восточного борта Терсинской впадины, занимая среди указанных структур наивысшее гипсометрическое положение. Структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания, с крутым западным и пологим восточным крыльями (рис. 27).

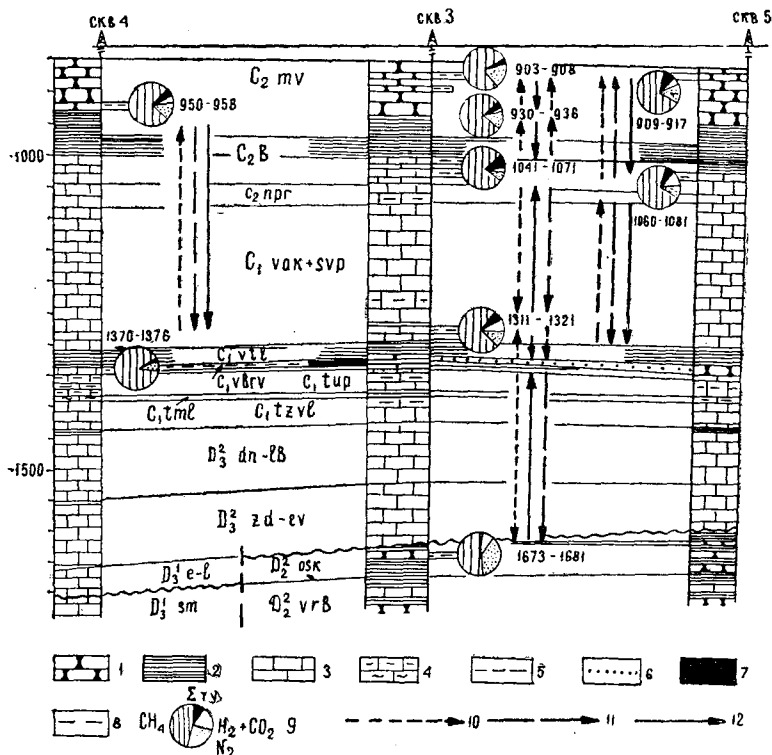


Рис. 28. Вертикальный ореол рассеяния газонефтяной залежи бобриковского горизонта Южно-Генеральского месторождения. 1 — песчаники; 2 — глины; 3 — известняки и доломиты; 4 — известняки глинистые; 5 — интервал опробования; результаты опробования: 6 — газ; 7 — нефть; 8 — вода; 9 — состав водорастворенного газа в объемных %; направления миграционных потоков: 10 — CH_4 ; 11 — $\Sigma \text{T.у.}$; 12 — N_2 .

Нефтегазоносность Кленовского месторождения связана с породами девона и карбона. К бобриковскому горизонту приурочена нефтяная залежь без газовой шапки, пластовая, сводовая, подстилается водой.

Небольшая газовая залежь приурочена к известнякам верхней части евлановско-ливенских отложений (пласт E_1). В другом пласте-коллекторе (E_2) имеется газовая залежь с нефтяной оторочкой, полностью подстилающей газовую часть.

Две небольшие газовые залежи установлены в заглинизированных известняках воронежских отложений (пласты B_1 и B_2).

Залежь евлановско-ливенских отложений.

Масштабы вертикального влияния данной залежи могут быть оценены по результатам исследования газовой составляющей подземных вод задонско-елецких отложений, вскрытых в присводовой части структуры, в скв. 9, на расстоянии около 65 м от кровли продуктивных евлановско-ливенских отложений. В составе водорастворенного газа отмечаются прежде всего все гомологи метана, до C_5H_{12} включительно. Значения коэффициентов (K_1, K_2, K_3) также определенно указывают либо на продуктивность самих задонско-елецких отложений, либо на нахождение их в сфере вертикального влияния нефтяной или газонефтяной залежи. Следовательно, возможно допустить, что формирование газовой составляющей этих вод происходит под влиянием газонефтяной залежи евлановско-ливенских отложений. Этому не противоречат и результаты сопоставления составов природного и водорастворенного газа (табл. 36), так как наблюдаемые отличия вполне закономерны. В водорастворенном газе, по сравнению со свободным, несколько понижена концентрация углеводородов (как легких, так и тяжелых) и почти в восемь раз выше процентное содержание азота. Однако расчет диффузионных потоков показал, что залежь не является источником тяжелых углеводородов и азота для вод задонско-елецких отложений (табл. 36, рис. 38). Лишь увеличение концентрации легких углеводородов, величина диффузионного потока которых из залежи довольно значительна, может быть связано с влиянием залежи.

Промежуточная толща пород от кровли залежи евлановско-ливенских отложений до исследуемого водоносного горизонта представлена в основном глинистыми доломитизированными известняками, в средней части которых выделяется пачка аргиллитов мощностью 10—12 м. Вероятно, они оказывают основное экранирующее воздействие, которое должны преодолеть мигранты газонефтяной залежи евлановско-ливенского горизонта на пути к водам задонско-елецких отложений.

Таким образом, для легких углеводородов ореольное рассея-

Характеристика подземных вод и природных газов Кленовской площади

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Газовый фактор, см ³ /л	Упругость газа, атм	Темпер. пласта, °С	Минерал. воды, г/л	Состав газа. % объемные							K ₁ = $\frac{\sum \text{гор.}}{N_2}$	K ₂ = $\frac{CH_4}{\sum \text{г. у.}}$	γ = $\frac{CH_4}{C_2H_6 + C_3H_8 + \dots}$
							CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ + высш.	H ₂	CO ₂			

1. Природный газ

10	2033—2027	евлановско-ливенский	—	200	—	—	85,9	3,8	1,2	1,7	1,2	—	0,8	54,0		
12	1463—1470	бобриковский	—	156	—	—	91,8	2,6	0,5	0,1	1,0	—	2,0	нет		

2. Водорастворенный газ

11	1500—1513	тульский бобриковский	496,2	65	40	174,6	75,9	0,6	—	—	—	—	2,5	20,99	3,6	126,5	
2	1522—1539		271,7	34	41		74,6	1,9	0,15	0,05	—	—	0,5	22,00	3,5	35,5	37,1
9	1975—1980	задонско-елецкий	317,0	50	56	204,8	72,8	2,3	0,7	0,2	0,06	—	0,9	23,10	3,3	22,8	8,0

3. Водорастворенный газ на границе с залежью (по расчету)

12	1463—1470	бобриковский евлановско-ливенский	518,5	37	43	179,6	60,56	1,22	0,13	0,13	—	—	33,72	4,24		
10	2033—2027		995,0	200	58	226,2	84,26	1,39	0,15	0,11	—	—	11,13	2,96		

ние рассматриваемой залежи, вероятно, превышает 65 м, для тяжелых оно ниже указанной величины.

Залежь бобриковского горизонта

Масштабы вертикального влияния нефтяной залежи бобриковского горизонта рассмотрены по результатам исследования подземных вод тульского горизонта, полученных при опробовании скв. 11 на северном периклинальном окончании Кленовского поднятия. Эта скважина расположена на расстоянии порядка 1300 м от контура залежи по бобриковскому горизонту. Вскрытая часть водоносного пласта находится на 20 м выше кровли продуктивного горизонта (рис. 27).

Состав водорастворенного газа типичен для непродуктивных пластов (табл. 36). В нем совсем нет углеводородов тяжелее этана и очень высоко процентное содержание азота (20,9%). Отсутствие влияния залежи на состав водорастворенного газа тульского горизонта подтверждается и расчетом направлений диффузионных потоков отдельных компонентов (табл. 37, рис. 27).

Согласно полученным данным, диффузия основной массы углеводородов (легких) возможна только в сторону залежи. Из залежи наблюдается миграция азота и тяжелых углеводородов, но поток последних весьма мал и состоит из одного этана.

Таким образом, в исследуемой части тульского горизонта ощутимого влияния залежи не отмечается. Роль основного экрана выполняет 20-метровая пачка глин в подошве горизонта, служащей крышкой нефтяной залежи. Мощность глинистых пород возрастает в северной части поднятия. Кроме того, возможно, что отсутствие влияния нефтяной залежи бобриковского горизонта не зафиксировано в связи со структурным положением скв. 11.

3. Южно-Генеральское месторождение

*Залежь бобриковского горизонта**

Для проведения анализа ореольного рассеяния залежи вниз по разрезу структуры обратимся к составу подземных

* Краткая характеристика геологического строения и нефтегазоносности Южно-Генеральского месторождения дана в начале главы.

Таблица 37

Результаты расчета диффузионных потоков газообразных компонентов залежей Кленовского месторождения

Интервал расчета						Расстояние между точками, м	Потоки $I = I_n \cdot 10^{-14}$ см ³ /сек $n = 1, 2, 3$		
от			до				I_1 (CH ₄)	I_2 (Σт. у.)	I_3 (N ₂)
№ скв.	возраст	интервал перфорации, м	№ скв.	возраст	интервал перфорации, м				
конт.	евлановско-ли- венский	2045—2070	9	задонско-елец- кий	1975—1980	65	+9,05	-0,21	-8,84
.	бобриковский	1463—1503	11	тульский	1500—1513	1300	-0,17	+0,02	+0,15

Характеристика подземных вод и при

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Газовый фактор, см ³ /л	Упругость газа, атм.	Температ. пласта, °С	Минерал. вод., г/л	Состав	
							СН ₄	С ₂ Н ₆

1. Природ

3	1361—1371	бобриковский	—	153	41	—	187,8	3,60
---	-----------	--------------	---	-----	----	---	-------	------

2. Водораст

4	950—958	верейский	211	16	36	86,405	83,65	0,60
3	903—908	верейский	352	24,6	33	79,080	77,46	0,90
3	930—936	верейский	606	45	32	106,918	84,65	1,34
5	909—914	верейский	549	41,9	31	116,054	79,80	1,00
3	1041—1050	нижне-башкирский	1040	100	37,0	110,00	84,06	2,40
5	1055—1071							
5	1060—1081	нижне-башкирский	810	65	37,5	111,097	87,47	2,16
3	1311—1321	окский	691	92	43	183,765	69,58	2,28
4	1370—1376	бобриковский	572	55	41	155,292	93,00	следы
3	1673—1681	живетский	364	58	54	166,489	49,60	1,10

3. Водорастворенный газ на гра

—	бобриковский	1454	153	41	154,0	73,04	1,24
---	--------------	------	-----	----	-------	-------	------

4. Ионно-солевой

№ скв.	Интервал перфорации, м	Уд. вес	pH	CO ₃	HC ₃	Cl	SO ₄
3	1673—1681	1,120	6,2	нет	73,2	102 641,0	936,57
4	1370—1376	1,110	5,4	нет	24,4	965 539,3	340,72
4	950—958	1,063	7,4	нет	91,5	54 400,5	305,33
5	1060—1081	1,077	4,9	36,0	231,8	68 727,0	190,94
3	1311—1321	1,130	4,7	нет	109,8	113 806,0	128,39
3	903—908	1,058	7,3	нет	91,5	448 774,0	203,28
5	909—914	1,084	7,4	нет	54,9	716 683,0	181,88
3	930—936	1,078	6,9	нет	79,3	661 140,5	177,77

родных газов Южно-Генеральской площади

газа, % объемные							K ₁ = $\frac{\Sigma \text{род.}}{N_2}$	K ₂ = $\frac{CH_4}{\Sigma \text{г.у.}}$	K ₃ = $\frac{CH_4}{C_2H_6 + \text{высш.}}$
C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ + высш.	H ₂	CO ₂	N ₂				

ный газ

0,38	1,80	—	—	1,50	2,70	—	—	—
------	------	---	---	------	------	---	---	---

воренный газ

—	—	—	1,61	1,33	12,81	6,6	139,4	~
—	—	—	—	0,51	21,13	3,7	86,0	~
0,40	—	—	—	0,82	12,79	6,7	48,6	212,5
—	—	—	—	1,05	18,15	4,4	79,8	~
0,72	—	0,24	—	2,66	9,92	8,8	25,0	97
0,31	—	—	—	2,25	7,0	13,9	23,6	78
0,38	—	—	4,76	3,2	19,8	4,1	26,1	184,4
—	—	—	—	0,7	6,3	14,7	~	~
—	—	—	1,7	2,2	45,4	1,1	45,0	~

нице с залежью (по расчету)

0,07	0,07	—	—	24,0	1,58	—	—	—
------	------	---	---	------	------	---	---	---

состав (мг/л)

Br	I	Ca	Mg	NH ₄	K+Na по расч.	B	Fe общ.	Сумма солей, г/л
571,43	6,51	15 890,78	2821,92	66,7	43 550,5	25,97	509,38	166,498
428,57	4,63	10 944,84	3622,47	208,33	43 230,3	49,77	4,20	155,292
230,16	5,02	6 007,40	1705,01	77,92	25 311,5	23,8	53,62	88,105
140,21	5,92	6 649,30	1844,43	72,99	33 609,44	34,62	106,95	111,097
253,97	8,87	11 968,74	2997,2	106,38	54 447,8	47,61	38,26	183,765
206,35	4,79	5 129,46	1383,32	34,36	23 278,53	23,8	16,14	79,080
291,00	4,79	7 789,18	1844,43	45,25	34 198,24	23,8	54,70	116,054
264,55	нет	7 029,26	1959,71	40,32	31 262,29	31,38	63,67	106,918

вод девонских отложений (пласт D_2IVa), полученных при опробовании скв. 3 на расстоянии около 300 м от продуктивного пласта (табл. 38). В составе водорастворенного газа значителен удельный вес азота (45,4%). Тяжелые углеводороды, за исключением этана (содержание которого составляет всего 1,1%), здесь полностью отсутствуют. Таким образом, характеристика газа типична для вод, не находящихся в сфере влияния залежей.

Расчет направлений диффузионных потоков газа показал, что миграция легких и тяжелых углеводородов в разрезе скв. 3 направлена от залежи к живетским отложениям (рис. 28, табл. 39). Но вследствие того, что диффузия протекает через неоднородные пласты и в обстановке значительного изменения термодинамических условий, концентрация углеводородных газов резко падает и, как уже отмечалось, влияние залежи на состав растворенного газа в пласте D_2IVa уже не проявляется. Этот вывод подтверждается и значениями характерных коэффициентов, указывающих также на бесперспективность данных отложений (табл. 38).

Близкие результаты получены и при исследовании отражения нисходящего ореола влияния залежи в составе ОВ подземных вод живетского яруса (табл. 38). Содержание битума, фенолов и аминов близко или очень незначительно превышает те концентрации, которые обычно характеризуют фоновые воды, а бензола (0,007 мг/л или 0,001 мг/л) находится на грани чувствительности метода.

Следовательно, как и для газовой составляющей подземных вод, на расстоянии 300 м от источника, вниз по разрезу данной структуры, ореол влияния залежи не проявляется и в составе ОВ подземных вод.

4. Калининское месторождение

Масштабы вертикального ореольного рассеяния литологически-экранированной нефтяной залежи, приуроченной к песчаникам пласта D_2IVa старооскольских отложений, рассматриваются по результатам исследования подземных вод муллинских и кыновско-пашийских отложений, отобранных на расстоянии соответственно 70 и 155 м от продуктивного пласта вверх по разрезу (рис. 29).

Калининское месторождение расположено в пределах ближнего Саратовского Заволжья. Как в девоне, так и в кар-

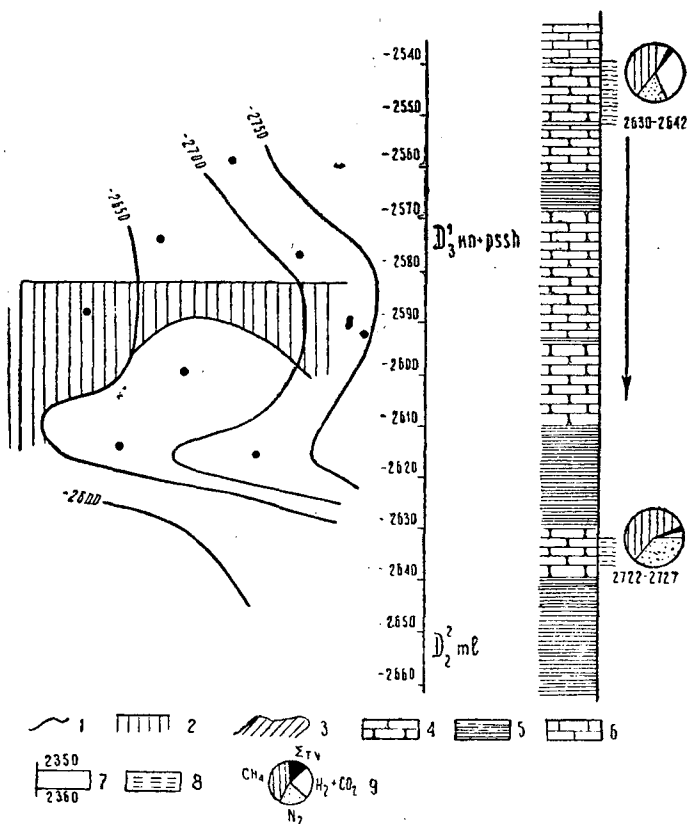


Рис. 29. Вертикальные ореолы рассеяния залежей живетского яруса Калининского месторождения.

1 — изогипсы кровли пласта D_2IVa живетского яруса; 2 — литологический экран; 3 — зона нефтеносности; 4 — песчаники; 5 — глины; 6 — известняки; 7 — интервал опробования; 8 — вода; 9 — состав водорастворенного газа в объемных %; → направления миграционного потока бензола.

боне зафиксировано моноклинальное залегание пород, с падением их в юго-восточном направлении.

Природный газ рассматриваемого месторождения характеризуется высоким процентом содержания тяжелых углеводородов (27,2%) и сравнительно незначительным — азота (9,8%). Вся гамма тяжелых углеводородов (до бутана включительно) встречается и в составе водорастворенного газа

Результаты расчета диффузионных потоков газообразных компонентов залежей Южно-Генеральского месторождения

Интервал расчета						Расстояние между точ- ками отбо- ра, м	Потоки $I = I_p \cdot 10^{-14}$ см ³ /сек $n=1, 2, 3$		
от			до				I_1 (CH ₄)	I_2 (Σг. у.)	I_3 (N ₂)
№ скв.	возраст	интервал перфорации, м	№ скв.	возраст	интервал перфорации, м				
а) по вертикали									
3 (конт)	бобриковский	1361—1371	3	окский	1311—1321	61	+6,82	-1,55	-5,27
3	окский	1311—1321	3	нижнебашкир- ский	1041—1050; 1055—1071	255	-0,52	-0,04	+0,56
3	нижнебашкир- ский	1041—1050; 1055—1071	3	верейский	930—936	135	+1,57	+0,16	-1,73
3	верейский	930—936	3	верейский	905—908	15	+6,43	+0,81	-7,24
3 (конт)	бобриковский	1361—1371	3	староосколь- ский	1673—1681	289	+2,59	+0,04	-2,63
4	бобриковский	1370—1376	4	верейский	950—958	420	+1,12	-0,02	-1,10
5 (конт)	бобриковский	1371—1377	5	нижнебашкир- ский	1060—1081	311	+1,14	-0,05	-1,09
5	нижнебашкир- ский	1060—1081	5	верейский	909—914	150	+5,07	+2,02	-7,09

б) по пласту

(конт) | бобриковский | 1361—1371 | 4 | бобриковский | 1370—1376 | 1000 | +0,29 | +0,24 | -0,53

Интервал расчета						Расстояние между точками отбора, м	Потоки $I = I_n \cdot 10^{-14}$ $\text{ем}^3/\text{сек}$ $n=1, 2, 3$		
от			до				$I_1 (\text{CH}_4)$	$I_2 (\Sigma \text{т. у.})$	$I_3 (\text{N}_2)$
№ скв.	возраст	интервал перфорации, м	№ скв.	возраст	интервал перфорации, м				

Термодинамические силы X_1 , определяющие направление диффузионного потока водорастворенного органического вещества

						Сила X_1		
						бензола	фенола	
3	окский	1311—1321	3	нижнебашкирский	1041—1050	261	+0,37·10 ⁻³	+0,6·10 ⁻²
3	нижнебашкирский	1041—1050	3	верейский	930—933	108	+0,32·10 ⁻³	-0,33·10 ⁻³
3	верейский	930—933	3	»	903—908	22	+0,986·10 ⁻³	+0,06·10 ⁻³

продуктивного горизонта. Несмотря на это, газовая составляющая подземных вод муллинских и кыновско-пашийских отложений почти лишена тяжелых (1,5%) углеводородов и обогащена азотом (до 4%). В соответствии с характеристикой состава водорастворенного газа соотношения его компонен-

Характеристика подземных вод и при

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Газовый фактор, см ³ /л	Упругость газа, атм.	Темпер. пласта, °С	Минерал. воды, г/л	Состав	
							СН ₄	С ₂ H ₆

1. Природ

1	2772—2778	живетский	—	—	74	243,6	58,80	18,0
---	-----------	-----------	---	---	----	-------	-------	------

2. Водоразво

7	2771—2777	живетский	—	—	70,5	—	65,20	2,70
2	2722—2727	муллинский	404	90	69,5	249,18	53,3	1,30
2	2630—2640	кыновско-пашийский	1035	227,5	67	249,12	46	1,5

3. Органическое

№ скв.	Интервал перфорации, м	Геологический возраст
2	2722—2727	муллинский
2	2630—2634; 2638—2642	кыновско-пашийский

4. Ионно-солевой

№ скв.	Интервал перфорации, м	Уд. вес	pH	СО ₂	НСО ₃	Cl	SO ₄	Br
2	2722—2727	1,170	5,0	нет	67,1	153 894,5	390,10	440,40
2	2630—2634 2638—2642	1,158	6,1	нет	36,6	179 399,0	622,19	679,17

тов (коэффициенты K_1 , K_2 , K_3) не отражают влияния залежей (табл. 40). В составе водорастворенной части ОВ практически отсутствует бензол и содержание остальных исследуемых компонентов находится в пределах значений, отвечающих фону (табл. 40).

Таблица 40

родных газов Калининской площади

газа, % объемные						$K_1 = \frac{\Sigma \text{гор.}}{N_2}$	$K_2 = \frac{CH_4}{\Sigma \text{г.у.}}$	$K_3 = \frac{CH_4}{C_3H_8 + \text{высшие}}$
C_3H_8	C_4H_{10}	$C_5H_{12} + \text{высш.}$	H_2	CO_2	N_2			

ный газ

5,40	2,50	1,30	—	4,20	9,80	—	—	—
------	------	------	---	------	------	---	---	---

ренный газ

1,06	0,10	—	—	1,0	21,10	2,5	16,8	59
0,20	—	—	—	4,7	40,3	1,4	1,4	267
—	—	—	29,5	21	20,6	3,8	30,6	—

вещество

Битум, балл	Фенолы, мг/л	Бензол, мг/л	Амины, мг/л	Фосфор орг., мг/л
4	0,2	—	—	—
5	0,3	0,009	0,0325	0,14

состав (мг/л)

1	Ca	Mg	NH_4	Na+K по расчету	B	Fe общ.	Сумма солей, г/л
10,46	19 370,70	3134,4	354,14	71 536,21	57,35	366,29	249,120
10,46	24 751,45	3134,0	270,27	82 181,07	36,79	389,02	290,993

Проведенный расчет термодинамических сил, определяющих направление диффузионных потоков, также подтвердил, что старооскольские отложения не являются источником бензола, находящегося в водах муллинских пород (табл. 41).

Таблица 41

Расчет направления диффузионного потока бензола на Калининском месторождении

№ скв.	Интервал расчета					Значение термодинамической силы бензола
	от		№ скв.	до		
	возраст	интервал перфорации, м		возраст	интервал перфорации, м	
2	кыновско-пашийский	2630—2642	2	муллинский	2722—2727	+0,57·10 ⁻

То, что состав газовой составляющей ОВ подземных вод не отражает влияния залежи, связано главным образом с экранирующим влиянием глин муллинского горизонта, средняя мощность которых составляет около 50 м.

ПЛАСТОВОЕ ОРЕОЛЬНОЕ РАССЕЯНИЕ

Масштабы пластового ореольного влияния нефтяных, газонефтяных и газовых залежей весьма различны, причем если в одних случаях даже приконтурные воды не несут следов этого влияния, то в других оно проявляется на расстоянии более 3000 м.

Как отмечал еще академик А. Е. Ферсман (1955), «состояние миграции и ее пути зависят в первую очередь от двух факторов: 1) от внутренних свойств самого атома, преимущественно его наружных электронов, в меньшей степени ядра; 2) от внешних термодинамических условий обстановки миграции». Важнейшее значение имеют «внешние условия» обстановки миграции. Подчеркивая особую роль и значение условий среды миграции, А. Е. Ферсман писал: «Если бы мы представили теоретически такую природную систему, которая практически не меняла во времени своих внешних факторов, ...такая система больше не обнаруживала бы миграции».

Такие различные масштабы пластового ореольного влияния залежей, о которых говорилось выше, в первую очередь связаны с проявлением различных внешних факторов, усиливающих или затрудняющих, а иногда и маскирующих процессы миграции. Последнее наиболее ярко может быть проиллюстрировано примером практически не фиксируемых сейчас пластовых ореолов рассеяния некоторых залежей Родионовского и Фурмановского месторождений.

Как уже говорилось, в районе первого вследствие местного изменения направления движения подземных вод, связанного с резким падением давления на соседнем Урицком месторождении, произошла смена вод. Поэтому окружающие залежь «свежие» воды даже в непосредственной близости от контура не несут заметных следов рассеяния. В конечном проявлении процесса описанный случай очень близок к тем, которые отмечались для вод газовых залежей в меловых отложениях

Березовского месторождения Западной Сибири, IX пласта Газлинского и триаса Шебелинского месторождений и связывались Э. Е. Лондон, Л. М. Зорькиным и В. Г. Васильевым (1961) с резко смещенным равновесием между залежами и окружающими их водами.

Приведенный пример нарушения такого равновесия служит яркой иллюстрацией того положения, что «всякая залежь нефти или газа в гидродинамической системе проницаемых пластов является участком неустойчивого равновесия, которое может быть нарушено при малейшем изменении геологической обстановки» (М. К. Калинин, 1964).

Отсутствие генетической связи между пластовыми водами и газовыми залежами в условиях искусственно нарушенного застойного режима вод может рассматриваться как один из факторов, определяющий атипичные явления геологических обстановок существования единой природной системы вода — газ. Поэтому безусловно правильно указывал М. С. Гуревич (1948) на необходимость учета роли длительности процесса взаимодействия вод и природных газов. «Длительное взаимодействие определяет наличие типичных, закономерных связей, в то время как кратковременные ассоциации воды и газа характеризуются атипичными, случайными и несогласующимися между собой признаками».

Повышенная радиоактивность вод и пород (Фурмановское месторождение), обуславливающая разложение и глубокий метаморфизм углеводородных мигрантов залежей, может рассматриваться в качестве принципиально нового фактора, также определяющего полное отсутствие следов влияния залежей.

Наряду с практически не фиксируемым ореольным рассеянием залежей оно может превышать 2000—3000 м, что характерно, например, для залежей Любимовского и Коробковского месторождений. В первом случае такие масштабы пластового влияния могли бы связываться с дизъюнктивной нарушенностью месторождения, создающей, по мнению многих исследователей, возможности более активного проявления не только процессов диффузии, но и фильтрации. Это вполне понятно, так как вдоль плоскостей сброса возможно образование зон дробления, которые могут служить преимущественными путями миграции флюидов.

Однако при анализе масштабов пластовой миграции важно учитывать то, что при прочих равных условиях дизъюнктивные нарушения должны рассматриваться как проводящие и не затрудняющие миграцию лишь тогда, когда они по плос-

кости сброса не контактируют с флюидоупорными породами (например, галогенными или глинистыми). В противном случае дизъюнктивные нарушения, наоборот, выполняют роль экранов. Как отмечал А. И. Леворсен (1967), многие геологи полагали, что сброс является обычно местом утечки нефти и газа, а потому избегали включать районы сбросообразования в программы поисково-разведочных работ. В то же время количество нефтяных залежей, связанных со сбросами, увеличивалось, пока не возникла «структурная теория» для объяснения генезиса нефтяных и газовых залежей, разместившихся на любой приподнятой структурной форме.

Эта же мысль подчеркивалась и Н. А. Кудрявцевым (1959) на львовской дискуссии по происхождению нефти: «Легенду о вертикальной миграции нефти только по сбросам... нужно отвергнуть. Наоборот, сбросы и вообще трещины дизъюнктивных смещений гораздо чаще служат экраняющими, чем проводящими поверхностями».

При анализе связи газонефтеносности девонских отложений с тектоническим строением локальных структур Нижнего Поволжья, осложненных сбросами, было установлено (А. М. Вельков и др., 1967), что залежи нефти и газа в пластах-коллекторах возможны только в том случае, если они по плоскости сбрасывателя запечатываются глинистыми породами. Другими словами, роль дизъюнктивных нарушений как одного из факторов, облегчающих или затрудняющих процессы миграции, зависит от того, с какими типами пород контактируют по сбросу пласты-коллекторы.

Для палеозойско-мезозойской водонапорной системы в качестве региональных флюидоупорных толщ, как отмечалось в главе II, выделяются глинистые породы муллинских слоев, тульского и верейского горизонтов, а также бийского яруса.

Для ряда залежей Любимовского месторождения дизъюнктивные нарушения, вероятно, выполняют роль экранов, препятствующих пластовой миграции компонентов нефти и газа. Поэтому мы не связываем фиксируемые сейчас размеры ореольного рассеяния залежей данного месторождения с наличием здесь нарушений сбросового типа.

Как показал анализ геологического строения Любимовской структуры, проведенный К. А. Машковичем (1965), образование дизъюнктивных нарушений произошло после формирования залежей. В процессе тектонических подвижек, обусловивших сбросообразование, нефть и газ, обгоняя в своем движении воду, перемещались по зонам дробления. Это и нашло

свое отражение в сложной картине наблюдаемого сейчас распределения залежей.

Подобные условия формирования месторождения дают основания предполагать, что отмечаемые ореолы рассеяния залежей, в соответствии с классификацией Н. И. Сафронова (1962), относятся к так называемому смешанному типу. Их образование — результат взаимного наложения первичных процессов, сингенетичных самому месторождению, и вторичных, связанных с процессами миграции, происходившими после образования залежей.

Размеры ореолов рассеяния смешанного типа, как мы убедились на примере Любимовского месторождения, весьма значительны и превышают 2000—3000 м. Таким образом, происхождение ореолов, вероятно, также оказывает известное влияние и на их размеры.

Одним из факторов, прямым образом регулирующих масштабы рассеяния залежей, служит и мощность самого источника миграции, т. е. площадь, занятая нефтью и газом, и этаж нефтегазоносности. Роль этого фактора вполне понятна, если иметь в виду, что процессы диффузионной миграции компонентов нефти и газа достаточно близки процессам, связанным с распространением тепла. Вследствие этого допустимо проведение следующей аналогии. При малых объемах источника (незначительная залежь) ощущаемое распространение тепла будет отмечаться на гораздо меньшем удалении от него, чем от источника с большими размерами (крупная залежь). Фактический материал, рассмотренный в главе V, полностью подтвердил указанную зависимость.

Относительно небольшие залежи нефти и газа и отдельные непромышленные скопления углеводородов имеют и сравнительно небольшие масштабы пластового ореольного влияния, не превышающего в общем, как правило, 1000—1500 м. Ореольное рассеяние крупных залежей (Коробковское месторождение) составляет более 2000 м.

Отсюда следует, что если при значениях состава подземных вод, характеризующих ореольное рассеяние залежи на сравнительно незначительном удалении от источника информации, не будет обнаружено скопление углеводородов, то, следовательно, фиксируемый ореол обязан своим происхождением крупному месторождению, удаленному на большее расстояние. В зависимости от этого должны быть ориентированы и поисково-разведочные работы.

Таким образом, исследования ореолов рассеяния значи-

тельно расширяют возможность использования гидрогеохимических критериев нефтегазоносности и в том отношении, что позволяют в известной степени заранее рассчитывать на обнаружение определенных залежей (мелких или крупных). Вместе с тем мы уже отмечали (А. С. Зингер, 1966), что вопрос о теоретическом обосновании возможности выделения или использования уже известных показателей, указывающих на наличие промышленных залежей, представляется исключительно сложным. Дело в том, что гидрогеохимическая информация при исследовании скважин, находящихся в непосредственной близости от незначительного скопления углеводородов, может быть более обнадеживающей, чем полученная в результате опробования скважин, удаленных на большое расстояние от крупнейших нефтяных или газовых залежей. Поэтому предложение А. А. Карцева (1963) об отнесении большинства гидрогеохимических показателей к категории критериев оценки нефтегазоносности вообще, без указания на значение (промышленные, непромышленные) прогнозируемых по ним залежей нефти или газа, определено должно учитываться в практике использования гидрогеохимических критериев.

Строго говоря, проблема научного прогнозирования масштабов ожидаемых притоков нефти или газа вряд ли может быть полностью решена при использовании только одного какого-либо метода анализа. Даже получение притоков нефти или газа в процессе опробования скважин на известном этапе поисков или в период разведки структур, как известно, еще не говорит о том необходимом минимуме скоплений углеводородов, который может быть назван залежью. Наиболее оптимальное решение эта проблема может найти при комплексном анализе гидрогеологических и геолого-тектонических характеристик объектов исследования. Однако приближенная оценка ожидаемых залежей, некоторый качественный подход могут быть сделаны и по результатам исследования масштабов их ореольного рассеяния.

В последнее время при использовании гидрогеохимических показателей нефтегазоносности большое внимание уделяется явлению так называемых «лобового и тылового» эффектов, которые проявляются в смещении зоны, отражающей влияние залежи, по направлению движения подземных вод. Введенное в указанном терминологическом определении в нефтепоисковую гидрогеологию В. П. Савченко (1963), это явление смещения ореолов влияния залежей нефти и газа и месторождений других полезных ископаемых как следствие проявления ди-

намики подземных вод значительно раньше описано в литературе по поисковой геохимии и различным геохимическим методам поисков рудных полезных ископаемых (Н. И. Сафонов, 1936, В. А. Соколов, 1956, И. И. Гинзбург, 1957, А. А. Сауков, 1963 и др.).

При исследовании газовой составляющей подземных вод Куйбышевского Поволжья А. И. Чистовский (1963) впервые на фактическом материале отметил зависимость распределения газовых компонентов от расположения вод по отношению к залежам, причем эта зависимость, т. е. явление «лобового и тылового» эффектов, характерно только для пермских и карбонатных отложений.

В отложениях терригенного девона, по данным А. И. Чистовского, наблюдается четкая зависимость газовой составляющей подземных вод от расстояния до залежи. При удалении от последней происходит равномерное (во все стороны) уменьшение содержания в водах метана, тяжелых углеводородов и увеличение азота. Такое непостоянство форм рассеяния мигрантов залежей вполне понятно и связано с различным проявлением динамики подземных вод в различных частях разреза исследуемой территории.

В последнее время Е. В. Стадник (1967) на основании материалов по Нижнему и Среднему Поволжью также отмечал проявление «лобового» и «тылового» эффектов влияния залежей, однако уже безотносительно к их расположению в различных гидродинамических зонах. По данным Е. В. Стадника, этот эффект проявляется в увеличении газонасыщенности пластовых вод, содержания метана, тяжелых углеводородов, кислых компонентов, бензола, аммония и в уменьшении концентраций сульфатов вод в тыловой части залежи по сравнению с лобовой.

Данные представления теоретически являются безусловно обоснованными в случае наличия движения подземных вод. Даже вне зависимости от соотношения скоростей миграции компонентов залежи и движения подземных вод аномалии должны бы иметь вытянутую форму по направлению движения вод. Согласно расчетам А. И. Чистовского, в тыловой части залежи должна образовываться зона практически постоянной концентрации мигрантов залежей. «В лобовой части дальность диффузионного проникновения будет значительно меньше, чем в условиях застойного режима. Влияние залежи в этом направлении может проявляться всего лишь на десятки метров».

Таким образом, форма фиксируемых аномалий при проявлении указанных эффектов должна бы скорее всего напоминать «веер», т. е. такую форму, когда рассеяние расходуется главным образом в одном направлении от источника миграции, а не «ореол», являющийся, по определению Х. Э. Хоукеса (1954), более или менее симметричным рассеянием, сосредоточенным вокруг месторождения.

Достаточно большого и подробного фактического материала, на котором можно было бы специально рассмотреть формы фиксируемых аномалий по залежам нефти и газа Нижнего Поволжья, не имеется. Это связано с тем, что методика такого рода анализа требует наличия скважин, сравнительно равномерно распределенных на структурах и находящихся примерно в одинаковых геологических условиях.

Отдельные данные указывают на симметричную форму рассеяния мигрантов залежей, повторяющую форму структур как на территории Поволжья, так и в ряде других нефтегазовых районов. Так, например, Л. К. Гуцало (1967), исследуя рассеяние залежей нефти и газа, отраженное в особенностях подземных вод Днепровско-Донецкой впадины, пишет: «В каждом конкретном случае форма ореола десульфирования в основном повторяет форму залежи...» и далее «...аммонийные, радиевые и стронциевые аномалии в пластовых водах образуются и существуют только в пределах распространения от залежи ореола углеводородных газов. Причем размер и форма ореола определяются в основном размером и формой ореола углеводородных газов». Поскольку в подземных водах максимальная упругость углеводородных газов обычно наблюдается у контура нефтяной или газовой залежи и по мере удаления от зоны контакта падает, в указанном направлении происходит одновременно и уменьшение концентраций аммония, радия и стронция.

Приведенные сведения о распределении состава водоразвешенного газа и органического вещества подземных вод в окрестностях нефтяных, газонефтяных и газовых залежей Нижнего Поволжья также скорее говорят об определяющем влиянии удаления этих вод от источника миграции. Так или иначе, но пока не представляется возможным практически определить зависимость масштабов и формы рассеяния большинства залежей от естественной динамики глубинных вод, во всяком случае для тех из них, которые расположены в зоне затрудненного или застойного водообмена.

Конкретные условия, определяющие масштабы пластовой

миграции компонентов залежей, конечно, не исчерпываются приведенными данными, характеризующими лишь некоторые, как закономерные, так и случайные явления тех природных обстановок, в которых этот процесс протекает. Отсутствие специально подобранного фактического материала, определяющего природные условия миграции в породах разного литологического состава в зависимости от величины пластового давления и давления насыщения в залежах различных типов с учетом интенсивности биохимических процессов (вообще оставшихся вне поля зрения данной работы), серьезно затрудняет всестороннее рассмотрение данной проблемы. Тем не менее проведенный анализ позволил получить достаточно определенные представления о масштабах пластового рассеяния залежей и роли тех факторов, которые определяют эти масштабы.

На основании его можно сделать следующие выводы:

1. При прочих равных условиях пластовый ореол влияния, отраженный в составе водорастворенного газа и органического вещества подземных вод, для большинства нефтяных, газонефтяных и газовых залежей Нижнего Поволжья, приуроченных к не осложненным дизъюнктивными нарушениями структурам, составляет, как правило, 1500—2000 м.

2. Крупные залежи типа Коробковской (приуроченной к известнякам нижнебашкирских, намюрских и окско-серпуховских отложений) характеризуются большими масштабами пластового ореольного рассеяния, превышающими 2000 м. Однако, судя по результатам предыдущих исследований, проведенных нами с учетом расстояний, отделяющих продуктивные структуры от непродуктивных, ориентировочно можно допустить, что и в этих случаях пластовое рассеяние залежей вряд ли будет более 3000—4000 м.

3. Значительное влияние на масштабы пластового ореольного рассеяния оказывают дизъюнктивные нарушения. Они могут выполнять роль экранов, если по плоскости сброса пласт, по которому происходит миграция, контактирует с труднопроницаемыми породами. При этом условия размеры ореолов могут быть сокращены и определяться расстоянием от залежи до линии тектонических нарушений.

Если нарушения образовались после формирования залежей и они способствовали перемещению нефти и газа из одних блоков структуры в другие, то подземные воды, которые ранее окружали эти залежи, отражают как первичные, так и вторичные ореолы расстояния. Размеры сформировавшихся та-

ким образом ореолов смешанного типа могут быть довольно значительными и достигать 3000 м (Любимовское месторождение).

4. Небольшие масштабы пластового ореольного рассеяния залежей, не превышающие 500—1000 м, связаны главным образом с малыми размерами источников миграции. Отсутствие ореольного влияния залежей не типично и возможно только в условиях резко нарушенного фазового равновесия между залежами и окружающими их водами.

5. Приведенные фактические данные, характеризующие масштабы пластовой миграции из залежей нефти и газа, соизмеримы с теоретическими расчетами расстояний диффузионного проникновения метана из залежей, определенными П. Л. Антоновым по закону Фика (табл. 42, 43).

Таблица 42

Дальность диффузионного проникновения метана из залежей
(по данным П. Л. Антонова)

$\frac{D, \text{см}^2}{\text{сек}}$	Продолжительность миграции (в миллионах лет)						
	10	25	50	100	200	300	400
$5 \cdot 10^{-5}$	8400	18 800	18 800	26 700	87 700	46 800	53 500
$1 \cdot 10^{-5}$	3750	5 950	8 400	11 900	16 800	20 600	23 800
$5 \cdot 10^{-6}$	2680	4 220	5 940	8 430	11 850	14 500	16 800
$1 \cdot 10^{-6}$	1200	1 880	2 650	3 760	5 800	6 500	7 520
$5 \cdot 10^{-7}$	840	1 330	1 880	2 670	3 770	4 620	5 330
$1 \cdot 10^{-7}$	375	595	840	1 190	1 680	2 030	2 380
$5 \cdot 10^{-8}$	268	422	594	843	1 185	1 450	1 680
$1 \cdot 10^{-8}$	120	188	265	375	530	650	752
$5 \cdot 10^{-9}$	84	133	188	267	377	462	533
$1 \cdot 10^{-9}$	38	60	84	119	168	206	238

Судя по этим расчетам, при значении коэффициентов диффузии («Д»), равном $1 \cdot 10^{-6} \text{ см}^2/\text{сек}$, и при продолжительности миграции 100 млн. лет, дальность диффузий метана не превышает 4000 м, а при продолжительности 200 млн. лет и том же значении «Д» — 6000 м. Если учесть, что эти расчеты сделаны только для метана, скорость миграции которого как наиболее легкого газообразного углеводорода наивысшая, легко представить, что для гомологов метана эти значения будут существенно меньшими. Проведенные П. Л. Антоновым расчеты сделаны, исходя из предположения, что миграция осуществляется в пласты, как бы свободные от газа и, таким образом, до-

Значение коэффициента диффузии метана через горные породы
(по данным П. Л. Антонова)

П о р о д а	$D \frac{см^2}{сек}$
Пластичные глинистые породы (третичные и мезозойские отложения из районов Ставрополя, Тульской области, Подмосковья, Краснодар, Туркмении, Баку и др.)	10 ⁻⁶
Обводненные пески	10 ⁻⁶
Глинистые породы слоистой текстуры (третичные отложения Ставрополя)	10 ⁻³ —10 ⁻⁴
Песчаники и алевролиты с глинистым цементом (третичные отложения Ставрополя)	10 ⁻³
Глинистые породы из третичных отложений Туркмении	10 ⁻⁴ —10 ⁻⁵
Цементированные песчаники, алевролиты, аргиллиты, известняки (карбон Ухтинского района Коми АССР и Куйбышевской области)	10 ⁻⁷
Глинистые сланцы, алевролитовые цементированные глины (карбон Куйбышевской области)	10 ⁻⁸

пускается максимальный градиент концентрации между источником миграции и окружающей средой. На самом деле, как мы уже отмечали, мигранты залежи попадают в среду, насыщенную газом. Эта фоновая газонасыщенность, снижая разницу в значениях концентраций между источником миграции и средой, в которой эта миграция происходит (фон), также сократит масштабы рассеяния залежей.

6. Приведенные данные о масштабах пластового влияния залежей Нижнего Поволжья соизмеримы также и с ореолами рассеяния, фиксируемыми в других нефтегазоносных регионах. Так, на основании расчетов и фактических данных по газовой составляющей подземных вод Куйбышевского Поволжья, А. И. Чистовский установил, что влияние залежей в девонских отложениях может быть прослежено на расстояния, не превышающие 4—5 км; в каменноугольных — на 2—3 км и в пермских — на 2 км. В упоминавшейся выше диссертации Л. К. Гуцало (1967) также приводятся близкие значения масштабов пластового ореольного влияния залежей, отмечаемые в водах на расстоянии от нескольких сотен до 1500—2000 м по простиранию продуктивного пласта.

7. Определяемые ранее в работах Е. Е. Беляковой (1956) и особенно Н. Н. Ростовцева (1950). ореолы рассеяния зале-

жей нефти и газа значительно завышены. Н. Н. Ростовцев, как известно, предлагал проводить поиски «месторождений нефти и газа методом растворенных газов, при условии заложения нефтепоисковых скважин на расстоянии 200 км друг от друга и даже более»*. Такой методологический подход вполне оправдан на стадии региональных работ для общей оценки перспектив нефтегазоносности того или иного из исследуемых районов. Однако конкретная оценка продуктивности локальных структур может основываться только на изучении ореолов рассеяния, размеры которых, как мы видели, даже в различных нефтегазоносных провинциях близки между собой и не превышают 3000—4000 м.

8. Фиксируемые в подземных водах ореолы рассеяния залежей нефти и газа, как правило, более чем на два порядка выше тех, которые характерны для месторождений рудных полезных ископаемых, где, как известно, они получили широкое практическое использование.

По данным Ловеринга (1953), медь в известняках мигрирует не более, чем на 1—2 м; в сланцах — до 12 м; цинк мигрирует дальше других металлов, но не более, чем на 70 м в карбонатных породах и до 45 м — в сланцах. Свинец наименее подвижен. Серебро прослеживается на расстояние 40 м от рудного тела. Д. Е. Коржинский считает, что при диффузионном метасоматозе и глубинных условиях в гранитогнейсовых комплексах элементы в целом распространяются до нескольких десятков метров от рудного тела.

ВЕРТИКАЛЬНОЕ ОРЕОЛЬНОЕ РАСSEЯНИЕ

Анализ масштабов вертикального ореольного рассеяния залежей позволил сделать два основных вывода:

1. Если в разрезе пород над залежью или под ней присутствуют глинистые отложения, суммарной мощностью от 30 м и выше, то они во всех без исключения случаях выполняют роль такого экрана, выше или ниже которого влияние залежи

* Цитируется по статье М. С. Гуревича «Принципы комплексного нефтепоискового изучения подземных вод». Тр. ВСЕГЕИ, нов. серия, вып. 18, М., 1956.

уже не фиксируется ни в составе газовой фазы, ни в составе органического вещества подземных вод*.

2. Как правило, и менее мощные толщии глин (всего в 10—20 м) также прекращают ощутимое влияние залежей на подземные воды (Квасниковское, Любимовское месторождения). Однако здесь возможны исключения, когда залежи, приуроченные к породам более молодого возраста (Топовская, Александровская, Клиновская площади), при тех же мощностях перекрывающих и подстилающих их глинистых пород находят отражение в составе подземных вод. На основании этого можно предположить, что глинистые отложения мощностью менее 30 м выполняют роль экранов, препятствующих рассеянию залежей, вероятно, только при определенном минералогическом составе глин, который по существу и определяет их экранирующие свойства.

Различная экранирующая способность глинистых пород в значительной степени связана со специфическими свойствами слагающих их минералов. Последние обуславливают определенную емкость поглощения и сорбционные характеристики отдельных типов глин. Способность глинистых минералов сорбировать молекулы тех или иных соединений зависит от ряда причин, среди которых большую роль играют поверхностные силы. Они тем больше, чем больше удельная поверхность, т. е. чем выше дисперсность минералов.

Сорбционная способность глин, как показали исследования Т. Т. Клубовой (1967), обусловлена гидратной поверхностью глинистых минералов и зависит от соотношения между числом кислотных и гидроксильных ионов на ней. Слой воды на поверхности глинистых частиц сохраняет «ажурную» структуру льда с большим количеством пустот, которые способствуют увеличению сорбционной емкости глинистых частиц. Т. Т. Клубова отмечает, что нагревание до температур, близких к тем, при которых происходит потеря гидроксильной воды, приводит к резкому снижению сорбционной и каталитической активности глинистых минералов.

Как уже говорилось выше, главнейшую роль в увеличении этой активности играет дисперсность. Все минералы монтмориллонитовой группы содержат частицы высокой степени дисперсности и, следовательно, имеют максимальную емкость

* Говоря о суммарной мощности глинистых отложений, мы имеем в виду то, что экранирующее воздействие проявляется в равной степени как при наличии единой толщи указанной мощности, так и при перемещаемости пластов глин с известняками или песчаниками.

поглощения. Минералы каолиновой группы обладают самой низкой среди глинистых минералов емкостью поглощения, а группы гидрослюды по своим сорбционным свойствам занимают промежуточное положение между минералами монтмориллонитовой и каолиновой групп.

Большое влияние состава глинистых минералов на их экранирующую роль отмечал и С. Г. Саркисян (1967), который указывал, что даже самые малые количества монтмориллонита в глинах резко снижают открытую пористость глинистых пород. Именно такого типа глинистые отложения юры и неокома служат покрышками для ряда залежей Западной Сибири. Анализ большого фактического материала по основным нефтегазоносным провинциям СССР позволил С. Г. Саркисяну сделать вывод о том, что «глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений имеют преобладающий гидрослюдистый состав с переменной примесью каолинита, монтмориллонита и хлорита; такой состав глинистых покрышек обеспечивает надежную сохранность залежей нефти и газа».

Необходимо особо подчеркнуть установленную С. Г. Саркисяном при исследовании майкопских отложений Предкавказья приуроченность определенных ассоциаций глинистых минералов к месторождениям различных типов. Так, в районах развития нефтяных месторождений в глинистых отложениях преобладают гидрослюды, а газовых — разбухающие минералы.

В связи с изложенным становится понятно, почему на одних месторождениях даже относительно маломощные прослойки глины являются экранами, изолирующими залежи от вышележащих или нижезалегающих водоносных горизонтов, тогда как на других площадях при более мощных глинистых разделах между залежью и обводненными коллекторами в последних специфика состава подземных вод отражает влияние залежи.

Такое положение наблюдается, например, на Топовской и Квасниковской площадях, где глинистые покрышки имеют примерно одинаковую мощность (10—20 м). На первой они экранировали влияние газовой залежи, на второй оказались достаточными для того, чтобы состав вод не отразил наличие нефтяной залежи. Анализ состава глинистых толщ показал, что глины каменноугольных отложений Топовской площади в основном гидрослюдистые, тогда как в девоне Квасниковского месторождения они содержат значительные примеси разбухающего минерала-каолинита, который обеспечивает более высокую степень их непроницаемости.

Близкие значения масштабов миграции из залежей нефти и газа наблюдаются и в тех случаях, когда в вертикальном разрезе структур присутствуют аргиллиты, ограничивающие практически ощутимое влияние залежей уже на расстоянии менее 60—65 м (Кленовское месторождение).

Более значительные масштабы вертикального ореольного рассеяния залежей (до 250 м) отмечаются в толще карбонатных пород, если они не переслаиваются с флюидонепроницаемыми породами и представляют, таким образом, единые «гео-гидродинамические системы» (Южно-Генеральское месторождение).

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА И КОНЦЕНТРАЦИИ ВОДОРАСТВОРЕННЫХ ГАЗОВ В ОРЕОЛАХ РАССЕЯНИЯ

Большой интерес представляет исследование изменений концентраций и составов мигрантов залежей нефти и газа. В. А. Соколов (1956, 1957) еще более десяти лет назад рассматривал миграцию газов в толщу горных пород как процесс, происходящий в огромной хроматографической колонке. Поэтому сам факт хроматографического разделения углеводородов может служить доказательством существования миграционного потока от залежей нефти и газа. Физическая сущность процесса разделения миграционных смесей состоит в том, что вследствие различия в коэффициентах диффузии и сорбции отдельных компонентов, легкие вещества будут мигрировать быстрее, чем более тяжелые. Например, при миграции углеводородной газовой смеси легкие газообразные вещества и в первую очередь метан должны обгонять этан и более тяжелые углеводороды. Таким образом, предполагается следующее зональное распределение компонентов газовой смеси: наиболее удаленная — метановая зона, затем зона присутствия метана и этана, зона метана, этана и пропана и т. д. Как отмечает В. А. Соколов (1966), в результате должно установиться равновесие, когда исходный газ и газ в конце пути будут иметь одинаковые составы, и соотношение мигрирующих компонентов на любом отрезке пути миграции также станет одинаковым.

При рассмотрении фактического материала, иллюстрирующего миграцию газообразных и жидких компонентов из залежей нефти и газа в подземные воды, мы неоднократно обращали внимание на определенную направленность измене-

ний состава мигрирующих газов, в общем отвечающую той, на которую указывал В. А. Соколов. Причем эта направленность, подтверждающая принцип хроматографического разделения газовых смесей, сохраняется в процессе как пластовой, так и вертикальной миграции. Различие состоит лишь в масштабности процесса, более ярко выраженного и заметного на незначительном удалении от залежей при вертикальной миграции и растягивающегося на большие расстояния при миграции по пласту.

Можно записать следующую направленность изменений составов мигрирующего газа. На пути миграции в пределах сферы влияния залежей и до выхода на фон основные изменения касаются тяжелых углеводородов. В их составе уже на небольших расстояниях от источника миграции (десятки метров вверх или вниз по вертикальному разрезу и сотни метров, а иногда 1000—1200 м по пласту) заметно уменьшается количество этана, особенно пропана: как правило, исчезают бутан и пентан. Процентное содержание метана практически не меняется или меняется очень мало, причем иногда (вероятно, в зависимости от фонового состава водорастворенного газа) оно может даже несколько увеличиваться по мере удаления от источника миграции. В качестве примера можно более подробно остановиться на результатах исследования газовой составляющей подземных вод Калининского месторождения. Здесь нефтяная залежь, приуроченная к пласту D_2IVa живецкого яруса, отделена 77-метровой толщиной пород (среди которых 50 м занимают глины) от обводненного пласта муллинских отложений. Как видно из результатов проведенных анализов, основное отличие газа, растворенного в водах продуктивного пласта, от водорастворенного газа непродуктивного горизонта заключается в содержании тяжелых углеводородов. На пути миграции содержание пропана уменьшилось в десять раз (от 2 до 0,2%), а бутан еще не дошел до вод исследуемого горизонта (в пределах чувствительности применяемых методов анализа он вообще не обнаружен). Процентное содержание метана как в водах продуктивного, так и непродуктивного пластов, практически не изменилось (соответственно 51,2 и 53,5%).

Если произвести сопоставление составов попутного и водорастворенного газов залежи пласта D_2IVa , то можно заметить, что принцип хроматографического разделения газовой смеси характерен и для процесса пластовой миграции. На расстоянии около 1800 м от внешнего контура нефтеносности наблю-

дается последовательное уменьшение содержания в водах всех гомологов метана, имеющих в составе газа залежи, и полное исчезновение пропана. Фактический материал, приведенный в главе, касающейся определения масштабов рассеяния ряда залежей Нижнего Поволжья, также может служить иллюстрацией хроматографического распределения газообразных мигрантов залежей.

Факты хроматографического распределения углеводородов, мигрирующих из залежей нефти и газа, свидетельствуют о том, что процесс рассеяния газов еще далек от стационарного состояния, когда исходный газ и газ в конце пути должны были бы иметь одинаковые составы. Не менее важно и то обстоятельство, что мы не фиксируем установившегося равновесия даже на очень ограниченных расстояниях от залежей нефти и газа, особенно при вертикальном направлении миграции флюидов. Более того, многочисленные случаи практически полного отсутствия тяжелых углеводородов (особенно тяжелее пропана) на сравнительно незначительном удалении от залежей по пласту, а главным образом по вертикали, свидетельствуют о том, что даже длительное геологическое время (с момента образования залежей и до наших дней) оказалось недостаточным для миграции этих компонентов на расстояния, исчисляемые подчас первыми десятками метров. Именно к таким выводам приводит анализ фактического материала, иллюстрирующего масштабы миграции в основном из нефтяных залежей.

Газовые залежи отдают в окружающие их подземные воды гораздо меньшие количества тяжелых углеводородов. Вследствие пониженного градиента концентраций последних в залежах и окружающих водах расстояния их миграции, при прочих равных условиях, будут еще более ограниченными, чем для нефтяных залежей.

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА И КОНЦЕНТРАЦИЙ ОБ ПЛАСТОВЫХ ВОД В ОРЕОЛАХ РАССЕЙНИЯ

Прежде чем проанализировать характер изменения концентраций и состава водорастворенного органического вещества в ореоле рассеяния залежей нефти и газа, необходимо коротко напомнить о том, что содержание многих компонентов ОБ находится в прямой зависимости от состава нефтей. Выявленные нами в этом направлении закономерности сводятся в основном к следующему:

1. Содержание фенолов в пластовых водах увеличивается при соприкосновении последних с легкими нефтями, в составе которых большой удельный вес занимают ароматические соединения и парафиновые углеводороды во фракциях с температурами кипения от 200 до 400°С, причем в законтурных водах концентрации фенолов остаются почти неизменными на расстояниях до 500—700 м от зоны контакта нефть-вода.

2. Содержание бензола в пластовых водах находится в прямой зависимости от содержания легких ароматических углеводородов в бензиновых фракциях нефтей. В отличие от фенолов концентрации бензола быстро изменяются по мере удаления от контура. Высокие концентрации данного компонента отмечаются лишь в зоне контакта с нефтью. На очень близких расстояниях от контура (до 100 м) они снижаются до десятых, а при дальнейшем удалении от залежи — до сотых долей мг/л.

3. Концентрации органического фосфора в водах, окружающих залежи, колеблются в больших пределах — от фоновых величин (менее 0,25 мг/л) до нескольких мг/л. Высокий процент содержания $P_{орг}$ отмечен при контакте пластовых вод с легкой нефтью, газом и конденсатом. Фоновые концентрации их характерны не только для вод непродуктивных площадей, но и для вод, контактирующих с тяжелыми нефтями, обедненными светлыми фракциями, с температурами кипения до 200°С (менее 30%). При наличии газов и легких нефтей пластовые воды на расстояниях до 1500—1300 м* от внешнего контура залежи равномерно обогащены соединениями органического фосфора (в 2—3 раза выше фоновых значений). Например, на Фурмановской площади, где светлые фракции в нефтях составляют около 33%, $P_{орг}$ в приконтурной зоне и на расстояниях 625 м содержится 0,28 мг/л, а на Степновской площади (светлых фракций в нефтях 41%) на расстоянии 1300 м — 0,475 мг/л. При снижении содержания светлых фракций в составе нефтей до 15% концентрации $P_{орг}$ в водах падают до фоновых значений и даже на контакте с нефтью составляют всего 0,20 мг/л (средняя фоновая величина — 0,25 мг/л).

4. Содержание аминного азота в пластовых водах нефтяных месторождений изменяется параллельно изменению ароматичности нефтей. Концентрации аминов, так же как фенолов и органического фосфора, довольно стабильны на значительных (до 2000 м) расстояниях от контуров залежей.

* Дальнейшие изменения концентраций $P_{орг}$ по мере удаления от контура не прослежены.

Таким образом, рассматривая ореол рассеяния органического вещества в пластовых водах, необходимо учитывать состав нефтей, в соответствии с которым размеры ореола в пределах одного пласта будут различными для отдельных компонентов ОВ. Например, ореол влияния залежей по аминному азоту (для которого определяющий фактор — высокая растворимость данного компонента в воде, и в меньшей степени — состав нефтей) почти для всех нефтей будет примерно одинаковым. Для органического фосфора он может изменяться от 0 м (при контакте с тяжелыми нефтями) до значений, превышающих 1300 м (при контакте вод с легкими нефтями).

В соответствии с положениями, изложенными в главе IV, из всех компонентов ОВ подземных вод наибольшей миграционной способностью в пластовых условиях должны обладать амины, второе место принадлежит фенолам и третье — бензолу. Температурный режим большинства рассмотренных месторождений находится в тех пределах, при которых наиболее устойчивой формой для аминов и фенолов является их жидкое состояние. Бензол же может существовать как в жидком, так и в газообразном виде.

Хроматографическое разделение органического вещества в процессе миграции происходит аналогично газовым компонентам и более ярко проявляется в вертикальном направлении. Как правило, выше (или ниже) залежи в пластовых водах из состава ОВ в первую очередь исчезает бензол, а концентрации остальных компонентов резко снижаются.

Например, на Клинцовской площади пятидесятиметровая толща пород (включающая 15-метровую пачку глин), перекрывающая залежь мосоловского горизонта, приводит к полному исчезновению из состава ОВ вод вышезалегающего непродуктивного воробьевского горизонта бензола, к снижению почти до фоновых значений концентраций битума (5—6 баллов) и органического фосфора (0,22 мг/л). Влияние залежи выражается лишь в высоких значениях фенолов (0,71 мг/л) и аминов (0,30 мг/л). Вероятно, в данном разрезе основное значение в хроматографическом разделении потока ОВ имеет 15-метровая пачка глин.

Хроматографическое воздействие глин очень ярко проявляется и на Топовской площади, где воды продуктивного пласта окских отложений характеризуются очень высоким процентом содержания всех компонентов ОВ, а выше залежи на 10 м (промежуточный интервал разреза полностью сложен глинами) его концентрации падают до фоновых значений.

Если в разрезе есть промежуточные породы карбонатных толщ, изменения в составе ОВ выражены менее ярко. Так, на Куриловской площади, выше залежи на 48 м (в интервале преобладают известняки), концентрации всех компонентов ОВ в пластовых водах близки к значениям, характерным для вод продуктивного горизонта: бензола — 0,2 мг/л, фенолов — 0,55 мг/л, битума — 8 баллов, $P_{орг}$ — 0,80 мг/л.

Как и в пластовых условиях, из всех компонентов органического вещества наибольшей дальностью миграции и наименьшей изменчивостью обладает поток аминов. Так, например, на Александровской площади залежь нефти проявляется в залегающем на 26 м выше водоносном горизонте (12 м — известняков, 14 м — глин) только повышенными концентрациями аминов. Остальные компоненты ОВ не отражают влияния залежи.

ОБЩИЙ ХАРАКТЕР ИЗМЕНЕНИЯ ВОДОРАСТВОРЕННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ОРЕОЛАХ РАССЕЯНИЯ

С помощью инфракрасных спектров поглощения удалось не только показать общую картину распределения основных групп углеводородных и неуглеводородных компонентов в составе ОВ пластовых вод и установить генетическую связь многих из них с нефтью. Кроме этого, представилась возможность проследить последовательную, строго закономерную перегруппировку этих соединений в сфере ореольного рассеяния залежей по мере удаления от зоны контакта как непосредственно в пределах продуктивного горизонта, так и в вертикальном разрезе месторождения.

Спектрограммы ОВ пластовых вод, отобранных на контакте с нефтью (или газом), характеризуются довольно простой и однотипной записью, очень интенсивным проявлением функциональных групп парафиновых и нафтеновых углеводородов, сравнительно хорошо выраженными полосами поглощения кислородных соединений I и II рода и маловыразительными пиками в областях проявления гетероциклических соединений и высокомолекулярных ароматических и нормальных парафиновых углеводородов.

Преобладание углеводородных компонентов находит яркое выражение в величинах соответствующих коэффициентов — отношениях интенсивностей полос поглощения функциональных групп CN_2 и CN_3 парафиновых и нафтеновых структур

(1465 см⁻¹) и функциональных групп других основных соединений — кислородсодержащих (1740—1720 см⁻¹), гетероциклических (1610 см⁻¹), высокомолекулярных ароматических (750 см⁻¹) и высокомолекулярных парафиновых структур (725 см⁻¹).

$$K_1 = \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1740 - 1720 \text{ см}^{-1}}$$

$$K_4 = \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1610 \text{ см}^{-1}}$$

Соотношение основных групп соединений в би
(по данным инфракрасных

Площадь	№ скв.	Возраст	Глубина, м	Тип залежи	Расстояние от кон- тура, м
1. Зап. Рыбушан- ская	21	тульский	1828—1829	газ—нефть	0
2. Зап. Рыбушан- ская	23	окский		"	0
3. Пигаревская	20	мячковский	2248—2311	газ	0
4. Жирновская	7	тульский	1080	нефть	0
5. Пигаревская	1	пермский	—	—	0
6. Грязнушинская	4	верейский	1244—1248	газ	0
7. Бахметьевская	316	каширский	730	газ—нефть	0
8. Ершовская	22	мосоловский	3199—3229	нефть	0
9. Гуселкинская	20	пашийский	1811—1819	нефть	80
10. Юж. Советская	26	староос- кольский	1910	нефть	400
11. Дмитриевская	6	тульский	1781—1801	газ—нефть	650
12. Зап. Рыбушан- ская	27	окский	1792—1797	"	700
13. Степновская	118	морсовский	2329—2337	"	—
14. Каменская	7	башкирский	1978—1887	газ	—
15. Юж. Генераль- ская	4	бобриков- ский	1370—1376	газ—нефть	1160

$$K_5 = \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{725 \text{ см}^{-1}}$$

$$K_6 = \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{750 \text{ см}^{-1}}$$

Для всех спектров органического вещества вод приконтур-
ной зоны указанные коэффициенты имеют значения больше
единицы. Особенно высокие величины отмечаются для коэф-
фициента K₆, отражающего многократное (7—11) превыше-
ние интенсивностей полос поглощения углеводородных групп

Таблица 44

тумной части ОВ вод продуктивных горизонтов
спектров поглощения)

Значения коэффициентов					
$K_1 = \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1740 - 1720 \text{ см}^{-1}}$	$K_2 = \frac{1610 \text{ см}^{-1}}{1740 - 1720 \text{ см}^{-1}}$	$K_3 = \frac{725 \text{ см}^{-1}}{750 \text{ см}^{-1}}$	$K_4 = \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1610 \text{ см}^{-1}}$	$K_5 = \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{725 \text{ см}^{-1}}$	$K_6 = \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{750 \text{ см}^{-1}}$
1,50	0,30	1,25	4,54	7,70	10,00
6,7	1,00	1,25	6,30	5,60	6,70
4,76	0,40	1,55	10,60	6,90	11,50
2,38	0,40	1,10	5,30	8,30	10,00
1,66	0,30	1,49	6,10	5,00	7,00
1,10	0,24		4,60	3,40	
1,10	0,28	1,30	3,85	4,53	7,00
1,12	0,50	1,00	2,29	3,60	3,90
2,70	0,60	1,10	4,20	6,00	6,80
1,25	0,37	0,70	3,40	7,80	5,40
1,25	0,33	2,00	3,70	7,60	14,00
3,70	0,83	1,25	4,30	5,10	5,50
1,15	0,50	1,00	2,10	7,00	5,80
1,25	0,30	1,00	4,00	6,20	6,20
0,90	0,50	0,66	1,80	5,50	3,40

СН_2 и СН_3 над интенсивностями проявления ароматических структур. В спектрах ОВ приконтурных вод в большинстве случаев преобладают нормальные парафиновые углеводороды (725 см^{-1}) над ароматическими (750 см^{-1}) и коэффициент K_4 колеблется от 1,30 до 2 (табл. 44, рис. 30).

Бликие спектрографические характеристики ОВ пластовых вод по общему виду записи кривой наблюдаются на расстояниях до 400—700 м от контуров залежей (рис. 31). Как правило, и на таком удалении еще довольно четко прослеживается общее преобладание парафиновых и нафтеновых углеводородов, но вместе с тем начинают все более ярко проявляться и другие углеводородные и неуглеводородные компоненты. Наиболее значительные изменения происходят в соотношениях углеводородных и кислородных соединений. Например, если в спектрах ОВ вод приконтурной зоны это соотношение (коэффициент K_1) составляло 6,7, то на расстоянии 700 м оно снизилось до 3,7. Одновременно, но более плавно по мере удаления от зоны контакта за счет ослабления роли углеводородных компонентов, проявляющихся в областях 1465 и 1380 см^{-1} , и увеличения значения высокомолекулярных парафиновых (725 см^{-1}) и ароматических структур (750 см^{-1}), уменьшаются величины других коэффициентов — K_4 , K_5 , K_6 (табл. 44).

Совершенно иную запись имеют спектрограммы ОВ проб пластовых вод продуктивных горизонтов, отобранных на расстояниях более 1000 м от контура нефть-вода (газ-вода). В областях проявления кислородсодержащих (1740 — 1720 см^{-1}) и основных углеводородных структур (1465 см^{-1} и 1380 см^{-1}) они приобретают сходство со спектрами ОВ вод непродуктивных пластов. Величина коэффициента K_1 приближается к значениям, обычным для вод, в которых состав органического вещества обусловлен лишь составом ОВ водовмещающих пород (K_1 меньше 1). Однако по соотношению других структурных групп данные спектры заметно отличаются от типичной спектральной характеристики ОВ вод непродуктивных районов (табл. 45).

В составе органического вещества подземных вод, удаленных на указанные выше расстояния от залежей нефти и газа, одновременно с ослаблением роли углеводородных компонентов (1465 см^{-1}) возрастает значение высокомолекулярных парафиновых (725 см^{-1}) и ароматических структур (750 см^{-1}) и особенно гетероциклических соединений. Последние проявля-

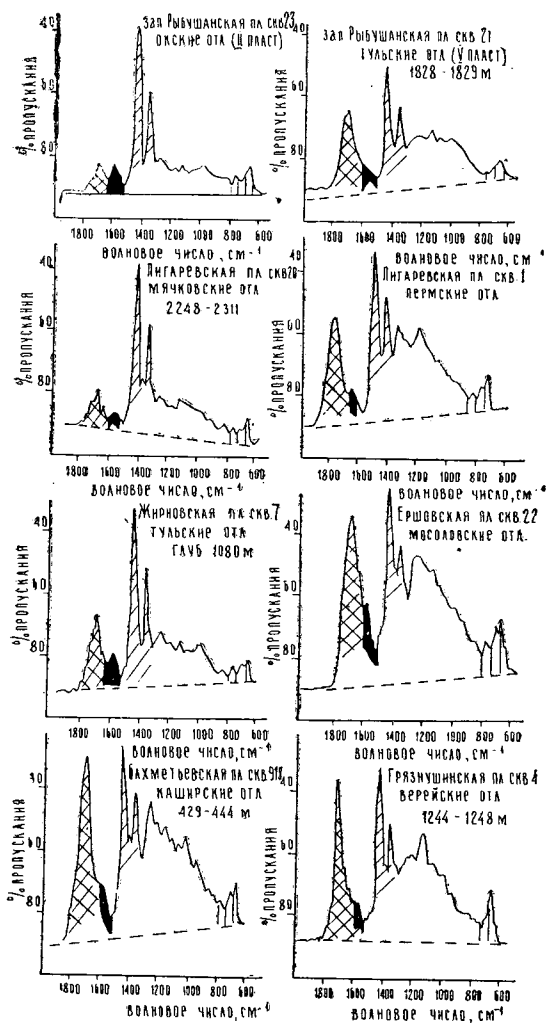


Рис. 30. Инфракрасные спектры поглощения битумной части органического вещества подземных вод продуктивных горизонтов (приконтурная зона).

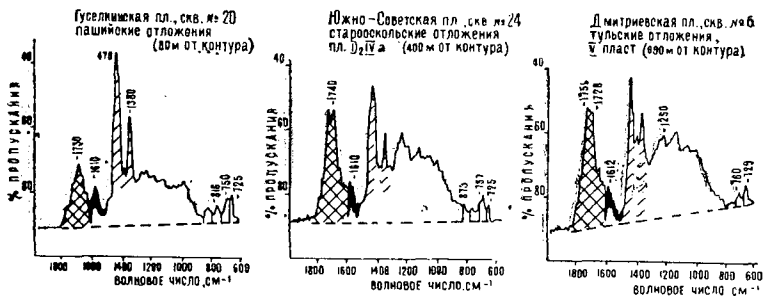


Рис. 31. Инфракрасные спектры поглощения битумной части органического вещества подземных вод продуктивных горизонтов (законтурные скважины).

Таблица 45

Изменения соотношений основных структурных групп в спектрах ОВ пластовых вод по мере удаления от зоны контакта

Значения коэффициентов	На кон- туре	700 м	1100 м	Непро- дуктив- ный рай- он
$K_1 = I \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1740 - 1720 \text{ см}^{-1}}$	6,70	3,70	0,90	0,5—0,8
$K_2 = I \frac{1610 \text{ см}^{-1}}{1740 - 1720 \text{ см}^{-1}}$	1,0	0,83	0,50	—
$K_3 = I \frac{725 \text{ см}^{-1}}{750 \text{ см}^{-1}}$	1,25	1,25	0,66	—
$K_4 = I \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1610 \text{ см}^{-1}}$	6,3	4,3	1,8	—
$K_5 = I \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{725 \text{ см}^{-1}}$	5,6	4,1	5,5	—
$K_6 = I \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{750 \text{ см}^{-1}}$	6,7	5,5	3,4	2,8—7,0

ются в области высоких частот (1610—1600 см^{-1}) двумя интенсивными максимумами (рис. 32).

Одним из основных факторов, определяющих перераспределение основных соединений в составе ОВ пластовых вод продуктивных горизонтов по мере их удаления от зоны контакта, является степень растворимости этих компонентов в хлоркальциевых рассолах в условиях повышенных темпера-

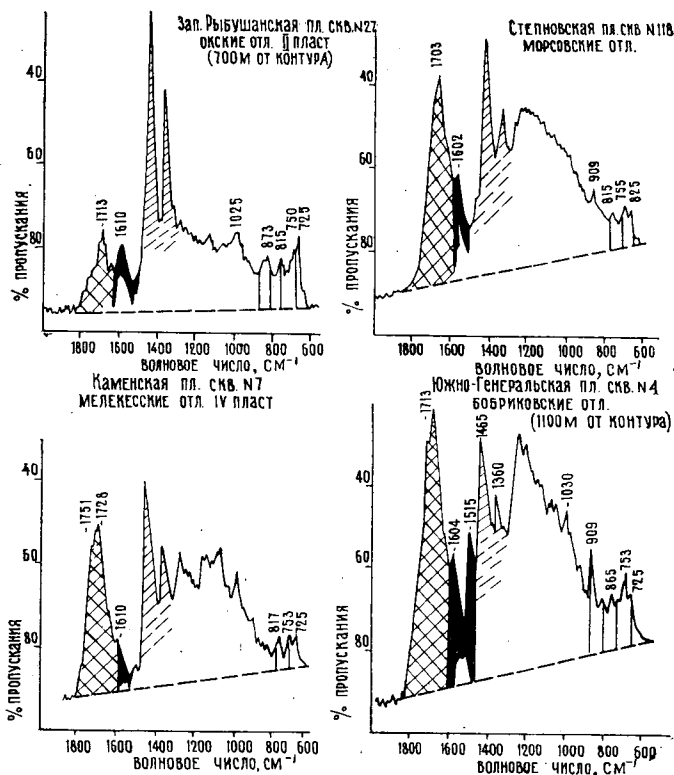


Рис. 32. Инфракрасные спектры поглощения битумной части органического вещества подземных вод продуктивных горизонтов (законтурные скважины).

тур и давлений. При относительно пониженной растворимости углеводороды (в том числе парафиновые и нафтенновые) обладают и наименьшими ореолами рассеяния по сравнению с кислородсодержащими и гетероциклическими соединениями. Поэтому последние вдали от залежи, где уже не доминируют углеводороды, должны лучше записываться в спектрах органического вещества пластовых вод.

Действительно, как отмечалось в предыдущих разделах работы, в сфере пластового ореольного рассеяния залежей в составе водорастворенных газов и ОВ концентрации трудно-растворимых компонентов — тяжелых гомологов метана и ароматических углеводородов (бензола и толуола) быстро снижаются по мере удаления от зоны контакта. В то же вре-

мя концентрации аминов и фенолов, обладающих хорошей растворимостью, почти не меняются на значительном удалении от залежи. Эти гетерогенные компоненты характеризуются наибольшими ореолами распространения.

С другой стороны, как показал анализ фактического материала, гетероциклические и высокомолекулярные ароматические (1610 см^{-1} и 750 см^{-1}) и парафиновые структуры (725 см^{-1}) также хорошо прослеживаются и в спектрах продуктивных толщ, обогащенных битумом. Во многих случаях битумная часть ОВ пород близка по своему составу нефтям. По данным Е. А. Глебовской (Жузе, 1963), в спектрах таких битумов, как и в нефтях, интенсивно проявляются С—О группа II рода ($\lambda=5,83\mu$), функциональные группы кетонов, альдегидов, ароматических эфиров.

Возможно, что спектральная характеристика органического вещества вод продуктивных горизонтов на значительном удалении от залежей не только обусловлена влиянием нефтей, но и отражает сложную картину распределения отдельных компонентов ОВ в единой системе: вода — порода — нефть.

В вертикальном разрезе месторождения по мере удаления от нефтегазоносного пласта (от одного водоносного горизонта к другому) с помощью метода инфракрасных спектров поглощения также можно проследить последовательные изменения соотношения между основными компонентами ОВ подземных вод. Эти изменения вполне аналогичны тем, которые наблюдались и в водах продуктивного горизонта. Но в вертикальном направлении существенные изменения вида спектральной кривой происходят намного быстрее — на 100 и даже на 20 м.

Другими словами, масштабы вертикального влияния залежей, выражающиеся в определенной направленности изменений соотношений компонентов растворенного органического вещества и фиксируемые соответствующей записью спектров, колеблются от 20 до 100 м. Максимальную величину ореолы влияния имеют в однородных карбонатных разрезах, минимальную — в терригенных. В последних они определяются мощностью и минералогическим составом глинистых прослоев в промежуточной толще разреза.

Типичная запись спектра ОВ вод, находящихся в сфере вертикального рассеяния залежей, как и приконтурных вод, характеризуется преобладанием парафиново-нафтенных углеводов над кислородными (K_1 больше единицы) и

нормальных парафиновых структур (725 см^{-1}) над структурой высокомолекулярных соединений (750 см^{-1}).

Подобные соотношения основных компонентов органического вещества, свидетельствующие об отчетливом влиянии залежей, отмечены, например, в водах непродуктивных горизонтов, удаленных от залежей на 30 и на 70 м, в пределах Да-

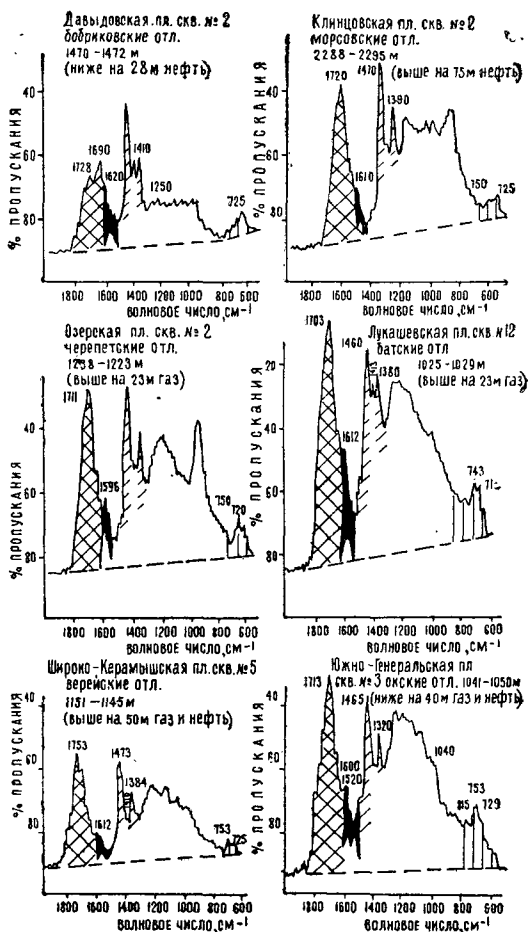


Рис. 33. Инфракрасные спектры поглощения битумной части органического вещества подземных вод непродуктивных горизонтов в сфере вертикального ореольного рассеяния залежей нефти и газа.

Соотношение основных групп соединений в битумной части ОВ подземных

Площадь	№ скв.	Возраст	Глубина, м	Расстояние до продуктивного горизонта, м	Тип залежи
1. Давыдовская	2	бобриковский	1470—1472	28—40	нефть
2. Клиновская	2	морсовский	2288—2295	75	нефть
3. Озерская	2	черепетский	1238—1223	23	газ
4. Лукашовская	12	батский	1045—1029	23	газ
5. Ширококарамышская	5	верейский	1151—1145	50	газ—нефть
6. Южно-Генеральская	3	окский	1041—1051	40	газ—нефть
7. Топовская	2	бобриковский	2265—2279	80	нефть
8. Южно-Генеральская	3	верейский	930—939	400	газ—нефть
9. Любимовская	12	малевский	2048—2058	350	газ—нефть
10. Ново-Куйбышевская	14	воронежский	2165—2150	580	нефть

выдовской и Клиновской площадей. На первой водоносный горизонт залегают в бобриковских отложениях. В 30-метровой пачке терригенных пород, отделяющих его от продуктивных тульских песчаников, встречаются глинистые прослои общей мощностью не более 10 м.

На Клиновской площади обводненный пласт морсовских отложений и нефтеносный коллектор мосоловского горизонта приурочены к толще карбонатных пород (рис. 33, табл. 46).

Таким образом, глинистые прослои мощностью до 10 м и 70-метровые толщи карбонатных пород не прекращают вертикального ореольного влияния залежей.

Вертикальные ореолы влияния залежей сильно сокращаются в терригенных разрезах при увеличении мощности глинистых прослоев. В подобных разрезах (Озерская, Лукашовская, Ширококарамышская и Южно-Генеральская площади)

вод непродуктивных горизонтов в пределах нефтегазоносных площадей
(по данным инфракрасных спектров поглощения)

Значение коэффициента					
$K_1 = \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1740-1720 \text{ см}^{-1}}$	$K_2 = \frac{1610 \text{ см}^{-1}}{1740-1720 \text{ см}^{-1}}$	$K_3 = \frac{725 \text{ см}^{-1}}{750 \text{ см}^{-1}}$	$K_4 = \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{1610 \text{ см}^{-1}}$	$K_5 = \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{725 \text{ см}^{-1}}$	$K_6 = \frac{1465 \text{ см}^{-1}}{750 \text{ см}^{-1}}$
1,61	0,25	1,43	3,20	6,30	8,80
1,10	0,32	1,00	3,70	9,80	8,65
1,08	0,42	0,70	2,42	5,40	4,60
0,99	0,48	0,83	1,90	4,20	3,50
0,99	0,28	0,58	3,20	11,40	6,70
0,90	0,46	0,74	2,00	3,50	2,60
0,45	—	—	—	—	—
0,66	0,19	0,50	3,60	9,10	4,80
0,64	—	—	—	—	—
0,44	—	—	—	2,20	2,70

залежи нефти и особенно газа очень слабо отражаются в спектрах ОВ пластовых вод непродуктивных горизонтов на расстояниях 20—30 м (рис. 34, табл. 46). В спектрограммах ОВ таких вод почти с одинаковой интенсивностью проявляются парафино-нафтенновые углеводороды и кислородсодержащие компоненты ($K_1 \approx 1,0-0,9$), отмечается преобладание высокомолекулярных ароматических структур (750 см^{-1}) над нормальными парафиновыми углеводородами (725 см^{-1}) (K_3 меньше 1), в большинстве случаев довольно хорошо проявляются и гетероциклические ароматические компоненты (1610 см^{-1}). Следовательно, по общей конфигурации кривой записи эти спектры очень похожи на спектры ОВ проб пластовых вод продуктивного горизонта, отобранных на расстояниях порядка 1000 м от контура нефти — вода (газ — вода).

При удалении от продуктивного горизонта на расстояния,

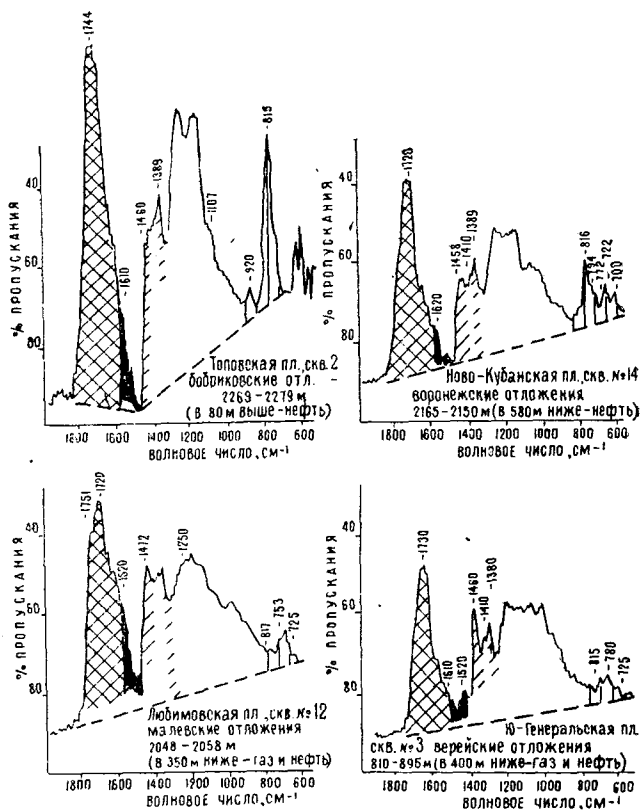


Рис. 34. Инфракрасные спектры поглощения битумной части органического вещества подземных вод непродуктивных горизонтов в сфере вертикального ореольного рассеяния залежей нефти и газа.

превышающие 80—100 м, влияние залежей не ощущается. Спектральная характеристика растворенного органического вещества аналогична записям спектров ОВ вод непродуктивных регионов. Такие воды были встречены на Топовской площади в бобриковских отложениях, на 80 м ниже залежи нефти (в толще имеются глинистые прослойки мощностью 50—60 м), на Ново-Кубанской в воронежских породах, ниже продуктивного интервала на 500 м, на Любимовской площади в малевском горизонте, выше продуктивных кыновско-пашийских отложений примерно на 350 м (рис. 34, табл. 46). В спектрах ОВ доминируют полосы проявления кислородных соединений над

полосами проявления всех остальных компонентов, в том числе и парафиново-нафтеных углеводородов ($K_1=0,4-0,7$). В большинстве случаев нет полос поглощения в областях проявления гетероциклических и нормальных парафиновых структур.

ГЛАВА VII ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОРЕОЛОВ РАССЕЯНИЯ В ПРАКТИКЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

При получении соответствующих положительных характеристик состава подземных вод, указывающих на их связь с нефтью и газом, встает вопрос о дальнейшем направлении поисково-разведочных работ (заложение глубоких скважин, постановка геофизических исследований, структурное бурение и т. д.). Между тем даже в условиях достаточной геологической изученности района или отдельной площади без знания масштабов пластового и вертикального ореолов влияния залежей этот вопрос по существу не имеет конкретного решения и остается открытым.

Не менее неопределенное положение создается и тогда, когда фиксируются и отрицательные значения гидрогеохимических показателей. В этих случаях совершенно не ясно, на какие объекты и расстояния (как в плане, так и по разрезу) может быть распространено заключение о неперспективности исследуемой территории.

Лишь на основе достаточно обоснованных представлений о масштабах рассеяния залежей нефти и газа и направлениях потоков мигрантов при использовании гидрогеохимических критериев прогноза можно более или менее определенно ориентировать как поисковые, так и разведочные работы. Данное обстоятельство значительно повышает эффективность и практическое значение самих гидрогеохимических критериев. В этом прежде всего и состоит практическая значимость исследований по определению масштабов рассеяния залежей углеводородов. Последнее легко объяснимо, так как сфера прогнозного действия показателей (во всяком случае тех компонентов, которые поступают в подземные воды из залежей нефти и газа) тесно связана с масштабами рассеяния залежей.

Для объектов с неустановленной нефтегазоносностью интерпретация фиксируемых следов влияния залежей в виде

ореолов рассеяния, отраженных в определенных значениях гидрохимических показателей, особых затруднений не вызывает. Это в равной мере относится как к оценке нефтегазоносности локальных структур, так и отдельных районов с невыявленным геологическим строением, в пределах которых закладываются профильные или параметрические скважины.

В указанных случаях, при получении положительных или отрицательных значений состава подземных вод, объект прогноза выделяется и конкретизируется с учетом масштабов пластового и вертикального ореолов влияния ожидаемой залежи. Характер последней также заранее определяется по присутствию и концентрациям некоторых компонентов в составе подземных вод и по соотношению упругости водорастворенного газа и пластового давления.

Более сложна интерпретация ореолов рассеяния и газогидрохимических показателей на стадии поискового и разведочного бурения отдельных площадей и локальных структур, нефтегазоносность которых по каким-либо литолого-стратиграфическим комплексам уже установлена. Здесь основная роль исследований ореолов рассеяния и направлений использования гидрохимических показателей нефтегазоносности будет сводиться к выявлению пропущенных нефтегазоносных объектов.

Ниже приведены примеры интерпретации рассматриваемых поисковых геохимических параметров с учетом ореолов рассеяния в указанных целях для участков с различной степенью геологической изученности, с установленной и неустановленной нефтегазоносностью.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ОРЕОЛОВ РАССЕЙНИЯ В УСЛОВИЯХ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР С НЕУСТАНОВЛЕННОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

В качестве примера рассматриваются результаты исследований подземных вод Миусской площади, расположенной в пределах дальнего Саратовского Заволжья, на южном склоне Балаковского сложного вала. На фоне общего моноклиналичного погружения пород среднего карбона здесь вырисовывается узкий антиклинальный перегиб слоев в виде структурного носа, открытого на северо-восток. Структура имеет северо-восточное простирание, с отчетливо выраженными крыльями (крутым — северо-западным и пологим — юго-восточным) и юго-западной периклиналью (рис. 35).

На юго-западном погружении структурного носа пробурена единственная на данной площади глубокая скважина, которая вскрыла отложения девона и карбона. В процессе ее опробования в интервалах разреза, отвечающих морсовским отложениям среднего девона (1705—1725 м) и малевским нижнего карбона (1448—1461 м), получены притоки пластовой воды.

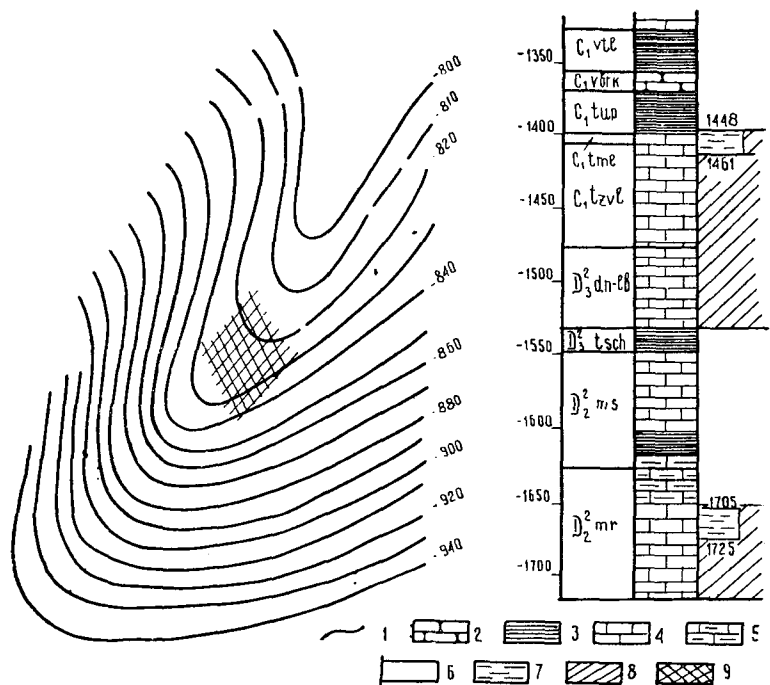


Рис. 35. Миусская площадь. Схематическая структурная карта по кровле верейского горизонта и разрез глубокой скв. 1.
 1 — изогипсы кровли верейского горизонта; 2 — песчаники; 3 — глины; 4 — известняки и доломиты; 5 — известняки глинистые; 6 — интервал опробования; 7 — вода; 8 — площадь, высокоперспективная в нефтегазоносном отношении по комплексу газогидрохимических критериев; 9 — интервалы разреза, перспективные в нефтегазоносном отношении по комплексу газогидрохимических критериев.

Наиболее характерная особенность вод морсовских отложений — повышенное содержание бензола (0,14 мг/л) и незначительные концентрации азота (табл. 47).

Состав водорастворенного газа и высокие концентрации

отдельных компонентов органического вещества вод морсов-ских отложений типичны для вод, находящихся в ореоле влияния залежей. Действительно, значения коэффициента азотно-углеводородного газообогащения $\left(K_1 = \frac{\sum_{\text{гор}}}{N_2}\right)$ превышает 14 (16,4), а фактор высших углеводов — коэффициент $K_2 \left(\frac{CH_4}{\sum_{\text{т.у.}}}\right)$ составляет 108. Следовательно, оба коэффициента указывают на газовый характер ожидаемой залежи.

Воды малевских отложений карбона отличаются от вод морсовского горизонта девона еще более высокими концентрациями бензола (0,38 мг/л), значительными количествами фенолов (0,32 мг/л) и присутствием в водорастворенном газе тяжелых углеводородов — этана, пропана и бутана. Соотношение углеводородных и неуглеводородных компонентов водорастворенного газа отвечает нефтяному типу залежи: коэффициент K_1 равен 11, K_2 — 27 и K_3 не превышает 141.

Таким образом, весь комплекс проведенных исследований пластовых вод позволяет уверенно говорить о продуктивности Миусской площади, а совершенно различный характер состава водорастворенных газов морсовских и малевских отложений свидетельствует о существовании в разрезе по крайней мере двух самостоятельных залежей. Одна из них должна быть чисто газового типа, а другая — нефтяного.

Самостоятельность указанных залежей подтверждается не только особенностями состава пластовых вод изученных горизонтов девона и карбона, но и особенностями литологического состава пород, разделяющих интервалы опробования. Между опробованными водоносными горизонтами залегаet мощная толща карбонатно-терригенных пород (≈ 250 м), среди которых встречены прослой глин и глинистых известняков общей мощностью до 85—90 м. Исследования вертикальных ореолов рассеяния залежей нефти и газа ряда месторождений Нижнего Поволжья показали, что глинистые прослой даже значительно меньшей мощности (10—20 м) ограничивают сферу распространения большей части компонентов, генетически связанных с нефтью и входящих в состав органического вещества и газов пластовых вод. Следовательно, можно полагать, что стратиграфически первая в разрезе Миусской площади залежь газового типа должна быть приурочена лишь к карбонатным коллекторам морсовских отложений среднего девона, надежно изолированным от вышележащих пород глинистыми

Характеристика подземных
1. Солевой

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Уд. вес воды	Единицы выражения анализа	CO ₂	HCO ₃	Cl
I	1705—1725	морсовский	1,130	мг/л мг/экв	нет	396,5	115 561,8
I	1448—1461	малевский	1,131	мг/л мг/экв	нет	439,2	116 975,4

2. Состав га

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Газовый фактор, см ³ /л	Σгор.	Σт.у.
I	1705—1728	морсовский	602	86,95	0,80
I	1448—1461	малевский	636	81,85	2,51

3. Состав органи

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст
I	1705—1728	морсовский
I	1448—1461	малевский
I	1060—1071	башкирский

вод Миусской площади
состав

SO ₄	Br	I	Ca	Mg	NH ₄	Na+K по расчету	Сумма солей, г/л	Fe общ.
12,34	578,87	16,05	16 174,7	2711,92	31,25	2240,88	186,96	355,88
260,07	543,2	6,9	11 811,79	6973,51	12,05	2151,47	186,51	1755,6

за (% объемные)

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	H ₂	CO ₂	N ₂
85,20	0,80	следи	—	—	0,95	7,71	5,32
67,72	2,03	0,38	0,10	—	11,62	10,47	7,68

ческого вещества

Бензол, мг/л	Фенолы, мг/л
0,14	нет
0,38	0,32
0,02	нет

Учитывая установленные нами ранее по комплексу газогидрохимических показателей размеры пластовых ореолов рассеяния залежей, можно предположить, что скв. I располагается в непосредственной близости к их контурам, так как в пластовых водах обоих горизонтов обнаружены высокие содержания бензола (0,14—0,38 мг/л). Кроме того, очень высокие концентрации бензола в составе органического вещества вод малевского горизонта свидетельствуют о возможности получения из отложений второго высокоперспективного интервала разреза Миусской площади или очень легкой ароматической нефти или конденсата.

Подводя итоги интерпретации всего комплекса исследова-

известняками кровли морсовского (40—45 м) и глинами подошвы мосоловского горизонтов (15—20 м).

Вторую залежь (нефтяного типа) можно искать в интервале разреза, включающего карбонатные породы данково-лебянского горизонта девона, а также заволжских и малевских отложений карбона, имеющих прослой кавернозных, трещиноватых известняков.

Как уже указывалось, эта часть разреза изолирована от нижележащих, возможно, продуктивных, пород морсовского горизонта мощными глинистыми прослоями, а сверху надежно экранируется глинистыми породами упинского горизонта мощностью примерно в 35—40 м.

ний, проведенных в пределах малоизученной Миусской площади, можно сделать следующее заключение о ее перспективности в нефтегазоносном отношении:

1. Площадь безусловно может быть отнесена к высокоперспективным участкам дальнего Саратовского Заволжья;

2. В разрезе могут быть встречены минимально две самостоятельные залежи: одна — в морсовских отложениях, другая — в интервале от данково-лебедянских до малевских отложений включительно.

3. К первому перспективному участку разреза должна быть приурочена залежь газа, ко второму — залежь легкой ароматической нефти или конденсата;

4. Учитывая сферу прогнозного действия комплекса гидрохимических показателей, можно полагать, что залежи располагаются на весьма близком расстоянии от исследованной скв. 1.

На основании полученных выводов можно дать следующие рекомендации: в пределах Миусской площади целесообразно заложить вторую глубокую скважину к северо-востоку от скв. 1 на расстоянии не более 2—2,5 км для вскрытия предполагаемых залежей (в морсовских отложениях — газовой и в верхнедевонских или нижнекаменноугольных — нефтяной).

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ОРЕОЛОВ РАССЕЯНИЯ В УСЛОВИЯХ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР С УСТАНОВЛЕННОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

1. Квасниковская площадь

Квасниковское газонефтяное месторождение расположено в ближнем Саратовском Заволжье на склоне сложного Степновского вала. В структурном отношении оно представляет собой погребенное девонское антиклинальное поднятие, которому в мезозое отвечает терраса, а в карбоне — структурный нос.

Залежи нефти и газа установлены лишь в породах среднего девона. В нижней части песчаников морсовского горизонта открыта газовая залежь, и газонефтяные залежи выявлены в песчаниках пластов D_2VI и D_2V воробьевского горизонта живетского яруса. Получены притоки нефти и из двух интервалов разреза верхней части кыновско-пашийских отложений.

В пределах Квасниковской площади были исследованы

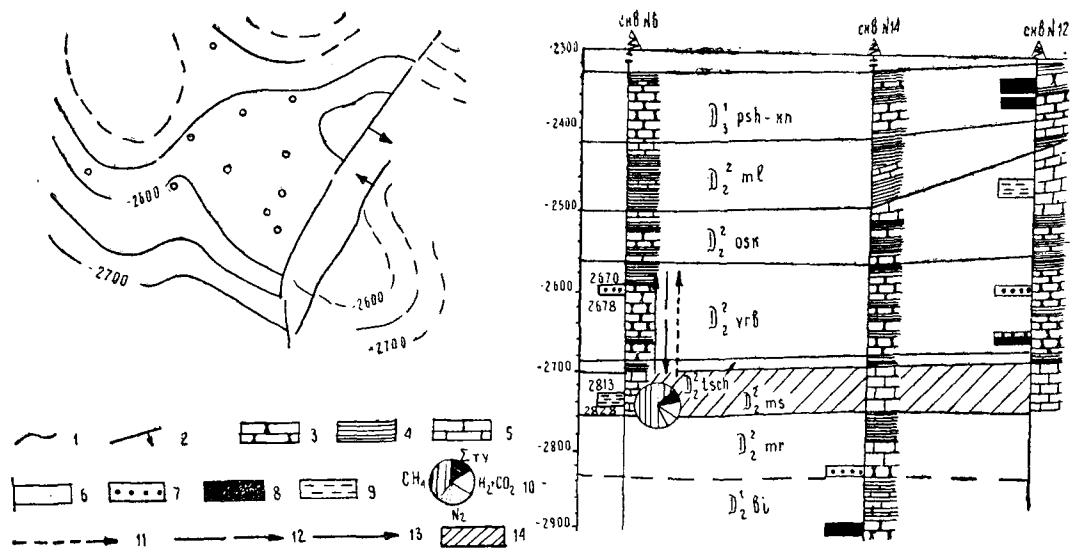


Рис. 36. Квасниковская площадь. Структурная карта по кровле пласта D_2V живетского яруса и разрез девонских отложений по профилю скв. 6, 14, 12.
 1 — изогипсы кровли пласта D_2V живетского яруса; 2 — линии тектонических нарушений; 3 — песчаник; 4 — глины; 5 — известняки; 6 — интервал опробования; результаты опробования: 7 — газ; 8 — нефть; 9 — вода; 10 — состав водорастворенного газа в объемных %; направления миграционных потоков: 11 — CH_4 ; 12 — $\Sigma_{гy}$; 13 — N_2 ; 14 — интервал разреза, перспективный в нефтегазоносном отношении по комплексу газогидрохимических критериев.

Характеристика подземных вод и при

родных газов Квасниковской площади

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Газовый фактор, см ³ /л	Упругость газа Р, атм	Темпер. пласта, °С	Минерализ. вод, г/л	Сос	
							СН ₄	С ₂ Н ₆
1. Природ								
12	2710—2726	черноярский	—	—	—	—	75,68	5,1
6	2670—2678	воробьевский	—	—	—	—	54,55	10,82
2. Водоразство 1								
9	2668—2677	живетский пласт Д ₃ У	612	110	76	222,337	89,15	1,81
23	2670—2650	мосоловский	700	—	76	246,28	84,32	3,97
6	2813—2822		1103	248	82	225,685	79,60	2,70
3. Водоразтворенный газ на								
		черноярский	1130	285	79	235,0	81,21	1,72
		воробьевский	846,4	199	78	230	72,35	4,96

4. Органическое

№ скв.	Интервал перфорации, м	Геологический возраст	Битум, балл
12	2550—2525	мосоловский	9
9	2658—2677		9—10
15	2721—2723	воробьевский	1
10	2727—2732	воробьевский	7—8
23	2670—2650	воробьевский	6
6	2813—2822	мосоловский	8

5. Ионно-солевой

№ скв.	Интервал перфорации, м	Уд. вес	pH	СО ₃	НСО ₄	Cl	SO ₄
9	2677—2668	1,26	6,00	нет	24,4	136 380,8	425,65
23	2670—2650	1,17	5,30	нет	48,8	154 233,9	237,02
6	2813—2822	1,16	5,00	нет	24,4	140 405,1	236,20

тав газа, % объемные						$K_1 = \frac{\Sigma_{гор}}{N_2}$	$K_2 = \frac{CH_4}{\Sigma_{г.у.}}$	$K_3 = \frac{CH_4}{C_3H_8 + \text{высш.}}$
C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ + выше	H ₂	CO ₂	N ₂			

ный газ

5,84	5,01	2,27	0,06	4,68	0,84			
16,28	7,23	3,31	—	0,60	7,21			

ренный газ

0,45	0,20	0,20	1,24	3,44	3,51	26,5	33,5	104,9
0,40	—	—	1,24	0,70	9,37	9,6	19,0	211,0
2,20	следы	8,90	8,90	1,70	4,20	22,4	12,4	29,5

границе с залежью (по расчету)

0,71	1,03	—	0,14	13,05	3,14			
2,88	6,26	—	—	7,86	5,69			

вещество

Фенолы, мг/л	Толуол, мг/л	Бензол, мг/л	Амины, мг/л	Фосфор орг., мг/л
0,840		следы	2,60	0,185
0,397		нет	0,10	0,240
нет		0,124	0,37	0,020
0,025		нет		—
0,675		0,280	0,79	0,115
1,175	0,07	0,067	0,24	1,300

состав (мг/л)

Br	I	Ca	Mg	NH ₄	K+Na по расч.	B	Fe общ.	Сумма солей, г/л
971,52	2,49	28 971,4	4394,87	133,34	77 153,73	67,07	215,06	222,337
737,20	10,65	37 554,63	4189,35	13,89	49 329,94	41,12	1539,32	246,287
1121,69	11,92	29 750,05	3501,72	140,84	50 559,75	80,07	257,70	225,685

12*

179

Таблица 49

Результаты расчета диффузионных потоков газообразных компонентов залежей Квасниковского месторождения

Интервалы расчета						Расстояние между точ- ками рас- чета, м	Потоки $I = I_n \cdot 10^{-14} \frac{см^3}{сек}$		
от			до				$n = 1, 2, 3$		
№ скв.	возраст	интервал перфорации, м	№ скв.	возраст	интервал перфорации, м		$I_1 (CH_4)$	$I_2 (\Sigma_{гy})$	$I_3 (N_2)$
6 (конт.)	воробьевск	2670—2678	6	мосоловский	2813—2822	152	-0,09	+0,84	-0,75

подземные воды мосоловского горизонта, продуктивность которого не установлена.

В вертикальном разрезе водоносный горизонт отделен от выше- и нижезалегающих продуктивных пластов толщиной пород примерно одинаковой мощности (60—70 м), среди которых глинистые отложения (рис. 36) составляют в среднем 20—30 м.

Газовая составляющая и органическое вещество подземных вод мосоловского горизонта имеют характеристику, в которой нашло отражение либо наличие самостоятельной газонефтяной залежи в данных отложениях, либо влияние ниже- и вышезалегающих залежей (табл. 48). При анализе состава ОВ подземных вод мосоловского горизонта обращают на себя внимание аномально высокие концентрации битума и фенолов. Довольно значительно и содержание бензола. Такие высокие концентрации ОВ (особенно фенолов — 1,17 мг/л), как это видно из приведенного фактического материала (табл. 48), не всегда отмечаются даже в законтурных водах, формирующих свой состав под влиянием пластового рассеяния залежей. Поэтому вряд ли еще более высокие концентрации указанных компонентов ОВ могут быть обязаны вертикальному ореолу рассеяния.

Проведенный термодинамический расчет потоков углеводородов от газонефтяной залежи пласта D_2V вниз по разрезу скв. 6 показал, что основная масса углеводородов (легких) в воды мосоловского горизонта поступает не из залежи пласта D_2V , а из другого источника. Повышение концентрации метана в водах мосоловского горизонта, возрастание упругости водорастворенного газа и температуры являются факторами, препятствующими миграции легких углеводородов из залежи пласта D_2V вниз по разрезу. Диффузия азота также идет по направлению к залежи пласта D_2V , несмотря на повышенные концентрации его на контуре (табл. 49).

Из залежи пласта D_2V возможна миграция только тяжелых углеводородов, концентрация которых в водах мосоловских отложений падает настолько резко, что повышение температуры и давления не может повлиять на направление диффузионного потока.

Таким образом, проведенный анализ направлений диффузионных потоков и состава растворенного газа позволяет сделать вывод о том, что полученные характеристики вод мосоловских отложений не отражают влияния ниже- и выше-расположенных залежей, а связаны с их собственной продук-

тивностью. Причем, согласно значениям коэффициентов K_1 , K_2 , K_3 , определяемая залежь должна быть газовой или газонефтяной.

2. Южно-Генеральская площадь

В пределах Южно-Генеральской структуры выявлена одна газонефтяная залежь, приуроченная к породам бобриковского горизонта, ореольное рассеяние которой прослеживается на расстоянии свыше 1000 м по пласту и 50—60 м вверх и вниз по разрезу. Чтобы установить дальнейшие перспективы Южно-Генеральской площади, было проведено исследование пластовых вод окско-серпуховских, ниже-башкирских и верейских отложений.

1. Окско-серпуховские отложения были опробованы в скв. 3, в интервале 1311—1321 м, т. е. на расстоянии 40 м вверх по разрезу от залежи бобриковского горизонта. Анализ водорастворенного газа этих отложений показывает, что он существенно отличается как от свободного, так и от растворенного в воде газа бобриковского горизонта (табл. 38). В нем значительно меньше метана, резко увеличено содержание азота и, что не менее существенно, присутствуют тяжелые углеводороды (до C_3H_8).

Воды окско-серпуховских отложений отделены от газонефтяной залежи бобриковского горизонта 30-метровой (выдержанной в пределах всей Южно-Генеральской структуры) пачкой глин тульского горизонта. В этих условиях трудно представить возможность обогащения вод тяжелыми углеводородами за счет вертикального миграционного потока из залежи через достаточно мощную глинистую крышку. В этом особенно убеждает то, что воды бобриковского горизонта, находящиеся в сфере пластового ореольного влияния залежи, практически не содержат тяжелых углеводородов.

В целом характеристика газа, растворенного в водах окско-серпуховских отложений, очень близка к той, которая типична для вод структур, содержащих нефтяные, но не газовые или газонефтяные залежи. Это также дает основание исключить влияние залежи бобриковского горизонта на формирование газовой составляющей подземных вод окско-серпуховских отложений.

В полном соответствии с изложенным находятся и данные, полученные при расчете диффузионных потоков газовой составляющей и бензола по разрезу скв. 3. Они показали, что

из залежи бобриковского горизонта до окско-серпуховских отложений наблюдается миграция только легких углеводородов. Выше по разрезу источником диффузии метана, тяжелых газообразных углеводородов и бензола служат уже нижнебашкирские отложения, из которых все названные ингредиенты мигрируют как вверх, так и вниз по разрезу.

Аналогичные результаты получены и по направлениям потоков мигрантов, рассчитанных по водоносным горизонтам, вскрытым в скв. 5 (табл. 39).

2. Подземные воды нижнебашкирских отложений, исследованные в скв. 4 и 5, по характеристике газовой составляющей и ОВ, совершенно определенно указывают на продуктивность этих скважин (причем ожидаемая залежь должна быть нефтяного типа). В составе водорастворенного газа присутствует вся гамма тяжелых углеводородов до C_5H_{12} включительно, а содержание бензола аномально повышенное (0,12—0,67 мг/л). Нисходящее ореольное влияние этой, еще не открытой залежи, вероятно, и определило специфику состава окско-серпуховских отложений. Это влияние распространяется вниз по разрезу от нижнебашкирских до окско-серпуховских отложений, примерно на расстояние 250 м. Такие значительные масштабы нисходящего ореольного влияния связаны с тем, что в данном случае мы имеем по существу один гидрогеологический комплекс, или, по терминологии Б. А. Тхостова (1966), единую геогидродинамическую систему.

3. На расстоянии порядка 100 м вверх по разрезу от нижнебашкирских отложений были опробованы породы терригенной толщи верейского горизонта. Большой фактический материал, полученный в процессе исследований трех скважин — 3, 4, 5, убедительно показывает, что на газовую составляющую подземных вод верейских отложений не оказывает влияния залежь, которая, как мы предполагаем, должна быть приурочена к породам нижнебашкирского подъяруса. В составе водорастворенного газа почти во всех случаях полностью отсутствуют углеводороды тяжелее этана и значителен удельный вес азота.

Лишь сравнительно высокое процентное содержание метана может рассматриваться как показатель возможности диффузионного обогащения вод верейского горизонта легкими углеводородами, идущими от залежи нижнебашкирского подъяруса. Поток тяжелых углеводородов почти полностью сорбирован мощной 40-метровой пачкой глин верхнебашкирского подъяруса и нижней части верейского горизонта. Анализ зна-

чений газовых коэффициентов ($K_1 K_2 K_3$) также указывает на отсутствие самостоятельной залежи в породах верейского горизонта.

Данный вывод подтверждается и составом органического вещества подземных вод верейского горизонта, в которых почти все ингредиенты ОВ присутствуют в количествах, не превышающих их фоновых концентраций (табл. 50).

Таблица 50

Содержание органического вещества в подземных водах Южно-Генеральского месторождения

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Битум, балл	Фенолы, мг/л	Бензол, мг/л	Амины, мг/л	Фосфор органич., мг/л	Толуол, мг/л
4	990—958	верейский	6	0,13	0,051	0,264	0,07	нет
5	909—914	верейский	7	0,10	0,010	0,174	0,42	
3	936—939							
	930—936	верейский	7	0,08	0,010	0,169	0,22	
3	903—908	верейский	6	0,07	следы	0,185	0,05	
5	1060—1081	нижебашкирский	6—7	—	0,670	0,100	0,13	
3	1041—1051	нижебашкирский						
3	1311—1321	окский	4	0,05	0,120	0,107	0,13	
4	1370—1376	обриковский	5	0,07	0,087	0,150	0,07	
			5	0,70	0,047	0,230	0,18	
3	1673—1681	живетский	5—6	0,20	0,007	0,100	—	
1	2127—2132	живетский	8—9	0,28	0,017	0,080	0,17	

Таким образом, из трех исследованных горизонтов серпуховско-окских, нижебашкирских и верейских отложений перспективны только породы нижебашкирского подъяруса. Предполагаемая залежь должна быть нефтяного типа и располагаться в восточной сводовой части поднятия, гипсометрически выше скв. 3 и 5. В этом районе распространена зона хорошо проницаемых известняков, ограниченная с запада, севера и северо-востока либо сильноуплотненными, либо заглинизированными известняками.

3. Грязнушинская площадь

Грязнушинское поднятие располагается на территории ближнего Саратовского Заволжья. По кровле пласта D_2V воробьевских отложений оно имеет вид брахиантиклинальной складки северо-восточного простирания. В пределах поднятия

предполагается существование ряда тектонических нарушений сбросового типа. Вверх по разрезу сбросы прослеживаются до подошвы задонско-елецких отложений.

В отложениях карбона Грязнушинское поднятие выражено структурным носом, открывающимся в северо-западном направлении, а в мезозое — структурной террасой.

Продуктивность структуры связана в основном с коллекторами пласта Д₂V живецкого яруса, из которых при опробовании скв. 3 был получен промышленный приток нефти.

Состав водорастворенного газа, полученного при исследовании пласта Д₂V в скв. 4, находящейся на южном периклинальном окончании поднятия в 8,5 км от скв. 3, характеризуется значительными концентрациями тяжелых углеводородов (9,8%). Последние очень редко встречаются в водах Нижнего Поволжья и лишь в зоне контакта нефть—вода. Не менее типично и присутствие в составе тяжелых углеводородов гексана, причем процент его содержания также аномально высок (0,52%), тогда как азот составляет всего 2,6%, что, по всей вероятности, отвечает газонефтяному типу залежи.

При сопоставлении составов водорастворенного (скв. 4) и нефтяного (скв. 3) газов легко заметить, что в воде азота почти в три раза меньше, чем в нефти. Это дает основание считать, что фиксируемый состав водорастворенного газа не связан с нефтяной залежью, вскрытой скв. 3 на северном периклинальном окончании Грязнушинской структуры. Сравнение водорастворенного газа со свободным соседней Южно-Грязнушинской площади также указывает на их существенное различие (первый более богат тяжелыми углеводородами) (табл. 51).

Таблица 51

Сравнительная характеристика газов Грязнушинской и Южно-Грязнушинской площадей

№ скв.	Вид газа	Состав, % объемные				
		C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₅ H ₁₂ + C ₆ H ₁₄	N ₂
20	свободный	1,13	0,32	нет	0,32	17,16
4	водораствор.	1,48	0,74	0,52	1,26	2,64
3	нефтяной	4,19	4,64	0,87	5,56	7,12

На основании приведенных геохимических сопоставлений состава газов можно предположить, что в пределах Грязнушинской площади, кроме установленной нефтяной залежи,

существует еще одна самостоятельная залежь газонефтяного типа. Ее южное окончание, по-видимому, и вскрыто скв. 4 (рис. 37). Можно предположить, что эта скважина расположена в приконтурной зоне залежи, занимающей гипсометрически более высокое положение.

На основании изложенного рекомендуется заложение разведочной скважины на пласт D_2V в северо-западном направлении от скв. 4 на расстоянии примерно 3 км.

В разрезе скв. 4, кроме пятого пласта воробьевского горизонта, были исследованы также подземные воды пласта D_2IV живетского яруса и малевского горизонта карбона (табл. 52).

Характеристика подземных вод

№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Состав газа,				
			CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	
1. Водоразство							
4	2200—2204	воробьевский	85,50	4,12	2,96	1,48	
4	2060—2080	старооскольский	62,50	1,28	0,18	—	
4	1775—1784	малевский	88,28	2,58	0,59	0,05	
2. Органиче							
№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст	Битум, балл	Фенолы, мг/л			
4	2060—2080	старооскольский	7	0,37			
4	1775—1784	малевский	11	0,09			
3. Ионно-солевой							
№ скв.	Интервал перфорации, м	Уд. вес	pH	CO_3	HCO_3	Cl	SO_4
4	1775—1784	1,140	5,7	нет	158,6	123 400,8	617,25
4	2060—2080	1,168	7,0	нет	42,7	147 014,4	403,27
4	2200—2204	1,164	4,1	нет	нет	145 798,4	57,61

Состав органического вещества подземных вод этого пласта (табл. 49) указывает на то, что данные отложения или находятся в сфере вертикального влияния залежи пятого пласта, или сами продуктивны. Последнее наиболее вероятно, так как среди 120-метровой пачки пород, отделяющих пятый и четвертый пласты живецких отложений, 60 м составляют глины. Опыт анализа ряда залежей Нижнего Поволжья свидетельствует о том, что такая мощная толща глин служит достаточным экраном, изолирующим залежь пласта Д₂V от вышелегающих коллекторов девона.

Исследования газовой составляющей и особенно ОВ подземных вод малевского горизонта карбона (скв. 4, 1775—

Таблица 52

Грязнушинской площади

% объемные				$K_1 = \frac{\Sigma_{\text{гор}}}{N_2}$	$K_2 = \frac{CH_4}{\Sigma_{\text{г.у.}}}$	$K_3 = \frac{CH_4}{C_3H_8 + \text{выш.}}$		
$C_5H_{12} + \text{выш.}$	H_2	CO_2	N_2					
ренный газ								
0,74		1,04	2,64	36	9	15		
0,52								
—	3,86	26,10	6,08	11	43	347		
—		1,66	6,84	13	28	138		
ское вещество								
Бензол, мг/л		Амины, мг/л		Толуол, мг/л		Р орг., мг/л		
0,06		0,90		0,02		0,15		
0,25		0,16		0,20		0,27		
состав, мг/л								
Br	I	Ca	Mg	NH_4	Na+K по расч.	B	Fe общ.	Сумма солей, г/л
553,77	9,53	15 550,82	3748,57	24,59	55 581,34	53,02	1666,67	199,582
638,15	7,62	24 178,34	3813,20	217,39	60 502,88	90,82	196,07	236,746
950,40	7,46	27 267,2	5041,18	286,00	76 665,80	114,69	312,15	235,965

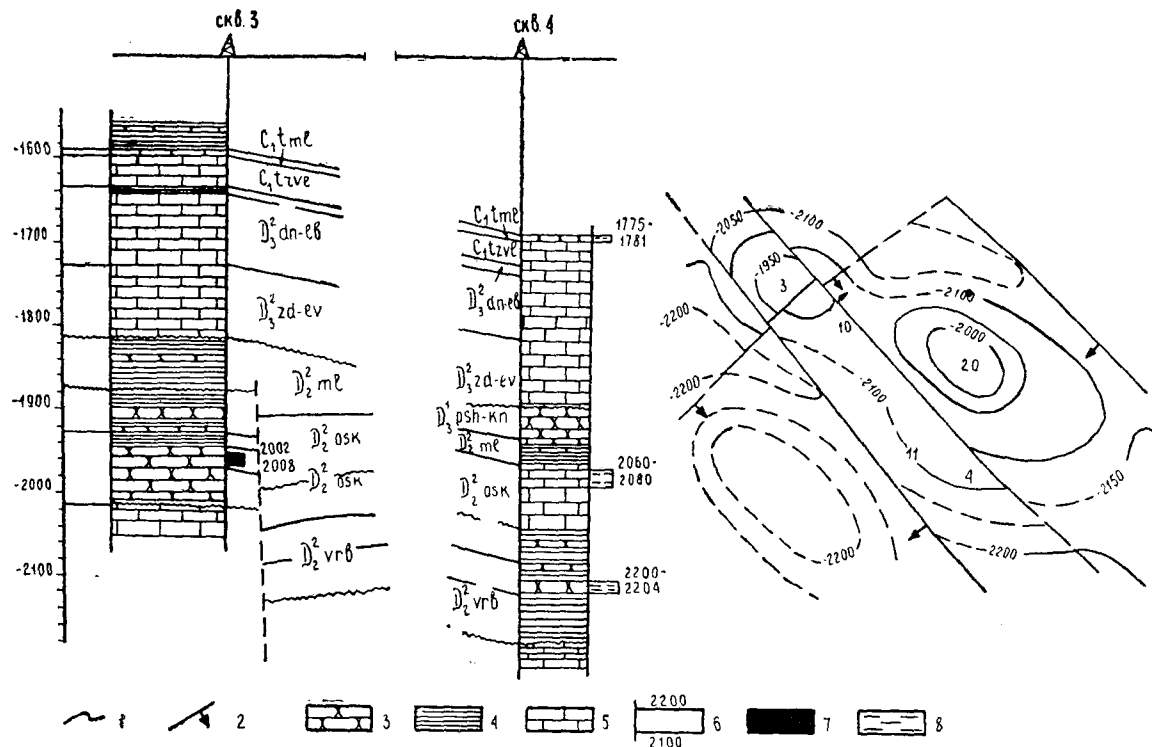


Рис. 37. Грязнушинская площадь. Структурная карта по кровле пласта $D_2^2 V$ живетского яруса и разрез отложений девона и карбона по профилю скв. 3, 4. 1 — изогипсы кровли пласта $D_2^2 V$ живетского яруса; 2 — линии тектонических нарушений; 3 — песчаники; 4 — глины; 5 — известняки; 6 — интервал опробования; 7 — нефть; 8 — вода.

1784 м) позволяют предполагать о продуктивности нижнекаменноугольных отложений. Ожидаемая залежь должна быть нефтяного типа, на что указывает и состав ОВ подземных вод (содержание битума составляет 11 баллов и бензола — 0,25 мг/л). Следовательно, наряду с отложениями девона не менее важным объектом дальнейшей разведки на Грязнушинской площади можно считать и нижнекаменноугольные отложения.

Использование метода термодинамического анализа для определения масштабов и направлений миграционных потоков в значительной мере способствовало получению представлений о механизме процесса массообмена между залежами нефти и газа и окружающими их подземными водами. Последнее не только оказало большое влияние на оценку роли различных факторов, определяющих масштабы миграции жидких и газообразных мигрантов залежей, но и позволило высказать ряд положений, касающихся малоисследованной проблемы сохранения залежей на протяжении геологического времени.

Прежде всего можно констатировать, что в процессе пластовой миграции ведущая роль принадлежит градиенту концентраций компонентов, т. е. разнице между концентрациями на фронте миграции и в той среде, где она происходит. Изменения температуры и пластового давления заметного влияния на масштабы рассеяния залежей здесь, естественно, не оказывают, так как сами эти параметры не испытывают существенных колебаний.

Принципиально иную роль играют изменения температуры и давления в процессе вертикальной миграции из залежей нефти и газа, подчас оказывая решающее влияние на направление потока мигрантов. Так, например, термодинамический анализ масштабов ореольного рассеяния массивной газовой залежи бобриковского горизонта Восточно-Суловского месторождения показал, что миграция как легких, так и тяжелых углеводородов происходит по направлению к водам башкирского яруса, несмотря на то, что концентрация углеводородов в них выше, чем на контуре газоносности.

Не менее важный результат применения метода термодинамического анализа при определении направлений ореольного рассеяния залежей — установление факта дифферен-

цированной миграции потоков компонентов из залежей различных типов. В большинстве случаев газовые залежи отдают в окружающие их подземные воды легкие углеводороды, а нефтяные — более тяжелые. Из нефтяных залежей в подземные воды, как правило, мигрирует и азот. В районах же преимущественного развития газовых залежей миграция азота осуществляется в основном из подземных вод по направлению к залежам. Таким образом, соотношение фонового состава подземных вод и состава источников миграции, в значительной мере обуславливающее разнонаправленность и дифференциацию потоков мигрантов залежей различных типов, является еще одним важным фактором.

Пределы изменения значений отдельных компонентов состава газа, характеризующих фон нефтегазоносного региона, довольно значительны (табл. 53). Они отвечают пределам изменений отдельных составляющих газа подземных вод, находящихся в ореоле влияния залежей. Колебания концентраций метана в составе водорастворенного газа фона близки к колебаниям его концентраций, свойственным водам, окружающим нефтяные залежи, и значительно отличаются от тех, которые характерны для вод газовых залежей.

Таблица 53

Предельные значения состава газа, растворенного в водах продуктивных и «пустых» структур Нижнего Поволжья

Продуктивность структур	Состав газа, % объемные							
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ + высшие	N ₂	CO ₂	H ₂
Нефтяные	28—86	1,0— 6,5	0,2— 6,6	0,1— 6,4	0,1—3,2	9— 51	0,3— 2,1	—
Газовые	70—98	0,1— 2,2	0—1,1	0— 1,16	—	0,2— 10	0,1— 3,5	0—22
Газо-нефтяные	28—89	0—2,4	0—0,4	0— 0,17	0	7,5— 6,5	0—5,5	0—4
Обводненные	28—89	0—2,4	0— 0,35	0— 0,17	0	7,4— 65,4	0—5,4	0—1,7

Следовательно, направленность потока метана из газовых залежей в окружающие их воды будет преобладать, тогда как по отношению к нефтяным залежам, наоборот, воды могут

сами нередко являются источником миграции метана. Аналогичные рассуждения могут быть продолжены и для других компонентов газовых смесей. Важно подчеркнуть, что они полностью согласуются с теми направлениями потоков мигрантов, которые получены при теоретических расчетах, проведенных с применением метода термодинамики необратимых процессов.

Из приведенной оценки фоновых характеристик подземных вод и определения направлений и масштабов миграции из залежей нефти и газа, а также термодинамического обоснования разнонаправленности потоков мигрантов логически вытекает возможность подхода к принципиальному решению такой важнейшей проблемы теории геологии и геохимии нефти и газа, как проблема сохранения залежей.

На различных расстояниях от залежей, как в вертикальном разрезе структур, так и по пласту, существуют зоны, ранее названные нами «зонами динамического равновесия» (А. С. Зингер, 1966). Здесь потоки мигрантов залежей встречаются с потоками одноименных компонентов, мигрирующих по направлению к залежкам. Это ограничивает возможность рассеяния последних и обеспечивает, таким образом, сохранение их запасов и состава. Наличие таких зон может быть выведено как простое следствие из доказанного методом термодинамического анализа факта существования разнонаправленных потоков мигрантов, которые в этом случае обязательно должны встретиться на каких-то расстояниях от залежей нефти и газа.

Следовательно, механизм процесса, приводящего к сохранению залежей, состоит во взаимном массообмене мигрантами в «зонах динамического равновесия». Потери мигрирующих из залежей компонентов пополняются равным количеством их, поступающим из подземных вод. Такое понимание массообмена залежей с окружающей средой позволяет говорить о непрерывности процесса формирования залежей (во всяком случае о существовании его в настоящее время).

При рассмотрении данных, характеризующих направление миграционных потоков, можно найти достаточное подтверждение изложенным представлениям. Этой цели может служить пример анализа распределения направлений потоков мигрантов в пределах Топовской площади. Здесь миграция легких углеводородов происходит из обводненного пласта окского надгоризонта по направлению к залежи, приуроченной ко II пласту. Из нижележащих водоносных горизонтов ясно-

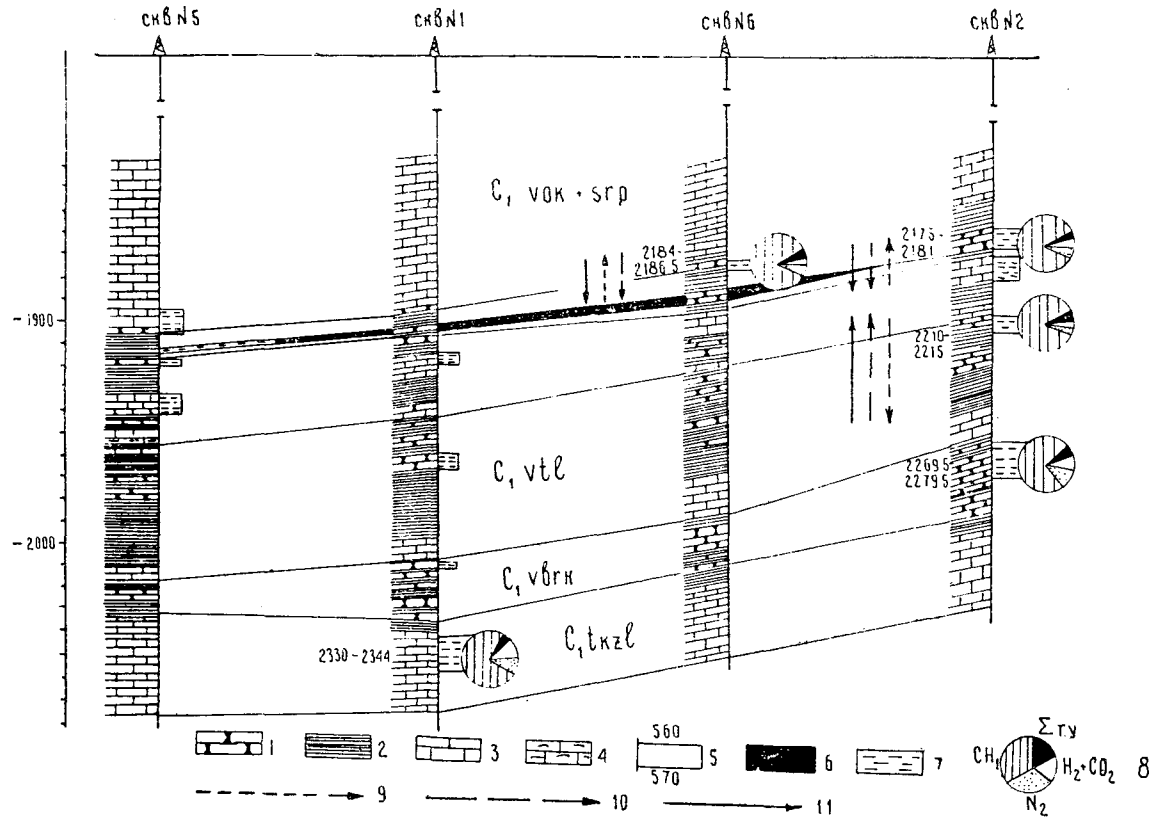


Рис. 38. Ореолы рассеяния нефтяной залежи оксидных отложений Топовского месторождения. 1 — песчаники; 2 — глины; 3 — известняки и доломиты; 4 — известняки глинистые; 5 — интервал опробования; результаты опробования: 6 — нефть; 7 — вода; 8 — состав водорастворенного газа в объемных %; направления миграционных потоков: 9 — CH_4 ; 10 — ΣTy ; 11 — N_2 .

полянского надгоризонта залежь пополняется тяжелыми углеводородами (рис. 38).

Положения, вытекающие из анализа конкретного фактического материала, очень близки к тем, которые развиваются в последнее время В. А. Соколовым (1964). Рассматривая миграцию газов в земной коре и их обмен с атмосферой, он приводит расчеты потерь газа из залежей, обязанных чисто диффузионному процессу миграции. При значениях коэффициента диффузии, равном $1 \cdot 10^{-6}$ см³/сек, в случае стационарного диффузионного потока за 1 млн. лет из залежи через каждый квадратный метр поверхности будет уходить 6,3 м³ метана. Таким образом, через 100 млн. лет потери газа составят 630 м³ с каждого квадратного метра. Трудно представить, отмечает В. А. Соколов, чтобы газовая залежь могла хотя бы частично сохраниться при таких потерях, тем более, что фильтрация и другие процессы миграции еще более увеличивают их размеры. Аналогичные расчеты были сделаны и в предыдущих работах В. А. Соколова. В частности, в монографии (1956) отмечалось, что залежи газа таких крупнейших месторождений, как Панхэйдл и Хьюгтон, составляющие вместе около 1400 млрд. м³, с пермского периода и до наших дней должны были бы обновиться не менее чем 3—4 раза.

В. А. Соколов считает, что сохранность газовой залежи или газовой шапки в нефтяной залежи может быть обусловлена как сравнительно недавним образованием залежи, так и непрерывным подтоком газа, восполняющим его потери, или крайне низкими значениями коэффициента диффузии и явлениями ее торможения и затухания. Рассмотренный выше массообмен залежей с окружающими подземными водами, раскрывая механизм процесса их сохранения, наглядно проиллюстрировал реальность большинства из перечисленных факторов, отмеченных В. А. Соколовым. Мы имеем возможность фиксировать потоки мигрантов, направленные к залежам, и «восполняющие их потери», а также «наличие явления торможения и затухания диффузии» в виде зон динамического равновесия. Сравнительно небольшие масштабы ореола влияния залежей, особенно по вертикальному разрезу покровных толщ, связаны с низкими значениями коэффициентов диффузии глинистых толщ, перекрывающих залежи и встречающихся в разрезе на различных расстояниях от них. На это обстоятельство обращал внимание еще Е. М. Геллер (1958), показавший, что при значениях коэффициента диффу-

зии порядка 10^{-6} $см^2/сек$ сохранение запасов газа в залежи, возникшей 300 млн. лет назад (т. е. существующей с девонского времени), требует их обновления 1100 раз. Он справедливо считал, что непосредственное применение к расчетам диффузии газа в естественных условиях тех коэффициентов, которые определены по керновому материалу в лабораториях, невозможно, так как они весьма завышены и в реальных условиях имеют порядок 10^{-8} , 10^{-9} $см^2/сек$. Е. М. Геллер более 10 лет назад предвидел, «что диффузионное рассеяние залежей через покровную толщу имеет в общем случае очень скромные размеры, никак не угрожающие их сохранению в отсутствии восполнения запасов газа даже в геологических промежутках времени».

Однако, если запасы нефтяных и газовых залежей все же восполняются, необходимо представить себе тот источник, который на протяжении геологических отрезков времени мог бы обеспечить это восполнение. Реально ли допущение его существования, например, с точки зрения балансовых соотношений количества углеводородов, содержащихся в подземных водах и в залежах нефти и газа?

Положительный ответ на этот вопрос дают расчеты количества свободного газа в залежах и газа, растворенного в подземных водах, выполненные рядом исследователей для отдельных нефтегазоносных областей СССР и США. К такому же выводу приводят и наши расчеты соотношений количества свободного и растворенного в воде газа и общего содержания органического углерода в подземных водах и залежах нефти и газа по территории Саратовской области (табл. 54).

Для всех литолого-стратиграфических комплексов палеозоя, по которым проведены указанные расчеты, получены данные, свидетельствующие о том, что в подземных водах содержатся несравненно большие количества углеводородов, чем в нефти и природном газе, хотя при расчете учитывались не только фактически установленные, но и прогнозные залежи нефти и газа. Принятые в расчете значения соответствующих параметров состава подземных вод, наоборот, чаще всего характерны для вод непродуктивных структур и горизонтов, т. е. являются их фоновыми показателями.

Аналогичны в этом смысле и результаты ряда других исследователей. Так, например, С. Дж. Пирсон (1962), касаясь новых направлений в развитии геохимических методов поисков нефти и ссылаясь на работы С. Э. Баклея и др., отмечает, что оцениваемое количество газа, растворенного в

Таблица 54

Соотношение количества углеводородов в залежах и подземных водах Нижнего Поволжья

Комплексы	Площадь, к.кв	Средняя мощн. кол- лктора, м	Средн. эф- фект. порис- тость, %	Кол-во во- ды в комп- лексе, м ³ .10 ⁶	Газовый фактор, с.м ³ /л	Кол-во га- за, раство- ренного в воде, м ³ .10 ⁶	Сорг в сос- таве водо- раств. газа, т.10 ⁶	Запасы неф- ти, млн. т	Сорг в неф- ти, т.10 ⁶	Запасы га- за, млрд. м ³	Сорг газа т.10 ⁶
Терригенный комплекс девона	79 180	137	15	1 627 149	500	813 574,5	4027,19	328	279	178	129,228
Карбонатный комплекс девона	79 650	50	10	398 250	300	119 476	597,37	40	34	—	—
Терригенный комплекс нижнего карбона	56 040	37	16	331 757	500	165 878,4	850,96	100,8	85,7	118,4	85,958
Терригенный комплекс среднего карбона	49 910	30	23	359 352	300	107 805,6	511,0	43,3	36,8	64,1	46,537

подземных водах США, заметно превышает известные залежи его в нефтяных и газовых месторождениях. В подземных водах только одной Западной Сибири, по данным А. А. Трофимука и др. (1963), содержится 240—250 триллионов m^3 газа. Это больше, чем количество свободного газа в залежах всей литосферы. Еще более поражает следующее сравнение: общее количество газа в газовых и нефтяных залежах литосферы составляет 507 500 млрд. m^3 , а растворенного в подземных водах — 1850 триллионов m^3 (М. К. Калинин, 1964).

Несколько иное соотношение количеств нефти, растворенной в воде и находящейся в коллекторах. Приняв растворимость нефти в воде равной 0,001% (против определенной У. Л. Расселом величины 0,02%), М. К. Калинин подсчитал, что общее количество нефти, растворенной в воде, составляет около 200 млрд. т. Это примерно в 10 раз меньше, чем содержание ее в коллекторах, оцениваемое в 2250 млрд. т. Однако нам представляется, что общее количество жидких углеводородов, растворенных в воде, гораздо больше. Дело в том, что принятое в подсчете значение растворимости углеводородов в воде очень занижено, кроме того, необходимо учитывать, кроме истинной, и мицелярную растворимость. Только в водах части палеозойского разреза Саратовской области общее содержание органического углерода, рассчитанное лишь для газа, растворенного в водах, составляет около 6000 млн. т, тогда как в существующих и в предполагаемых залежах нефти и газа, вместе взятых, его количество не превышает 760 млн. т, т. е. в 8 раз меньше.

Таким образом, среда, в которой происходит миграция, располагает потенциальными возможностями для участия в процессе газообмена с залежами углеводородов и в ряде случаев реализует эти возможности.

Подземные воды представляют собой ту среду, в которой протекают процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Следы последних не исчезают бесследно и находят отражение в характеристиках состава подземных вод. Использование явления отражения этих региональных процессов, в конечном итоге приводящих к образованию нефтяных и газовых месторождений, положено в основу одного из гидрогеологических методов оценки перспектив нефтегазоносности территории.

Сформированные в ловушках залежи нефти и газа также не являются нейтральными по отношению к окружающим и подстилающим подземным водам и, в свою очередь, накладывают определенные отпечатки на их состав. Как уже говорилось, масштабы проявления процессов нефтеобразования и нефтегазонакопления весьма различны. Площадь их распространения может быть в отдельных случаях сопоставима с площадью распространения самих залежей нефти и газа. Вместе с тем существующие в гидрогеологии классификации подземных вод не учитывают ни влияния на их состав названных региональных процессов, ни влияния уже сформированных залежей нефти и газа. Изменение состава подземных вод нефтегазоносных регионов обычно определяется как по водам, находящимся в сфере ореольного влияния залежей, так и по фоновым характеристикам, без четкой их дифференциации.

Это приводит, во-первых, к тому, что не всегда удается получить реальные представления о тех региональных закономерностях распределения состава подземных вод по вертикальному разрезу и в плане, которые действительно имеют место в том или ином нефтегазоносном бассейне. Вместе с тем хорошо известно, как резко отличаются характеристики, например, газовой составляющей и ОВ подземных вод не

только в различных районах нефтегазоносных бассейнов, но даже в пределах отдельных структур или их участков. Во-вторых, затруднено, а иногда и неоднозначно, толкование изменений, происходящих в подземных водах, которые обусловлены самими залежами нефти и газа. Следовательно, такой практически важный аспект исследований подземных вод, как использование их для оценки нефтегазоносности локальных структур, также может оказаться нереализованным.

Необходимо отметить и следующее обстоятельство. Наиболее распространенная в нефтяной гидрогеологии классификация подземных вод отражает лишь условия их залегания в пределах месторождений нефти и газа. В соответствии с этой классификацией и некоторыми ее модификациями обычно выделяют: пластовые воды (контурные или краевые, верхние контурные (верхние краевые), подошвенные, промежуточные); посторонние воды (верхние промежуточные, нижние промежуточные, смешанные воды) и тектонические воды.

Легко заметить, что за пределами этой классификации остаются подземные воды, заключенные в межструктурных понижениях, и воды непродуктивных структур и других участков нефтегазоносных бассейнов, непосредственно не связанных с месторождениями нефти и газа. Следовательно, она не охватывает большую часть подземных вод любого нефтегазового бассейна, заполняющих пористые и проницаемые горные породы не только самого месторождения, но и прилегающих участков земной коры.

Наконец, отсутствие классификации подземных вод, четко отражающей влияние, которое оказывают на их состав региональные процессы нефтегазообразования и сами залежи нефти и газа, является не менее важным обстоятельством, способствующим появлению представлений о незначительной роли подземных вод в процессах формирования нефтегазовых месторождений. Так, Г. Н. Доленко (1966), один из крупнейших представителей гипотезы неорганического происхождения нефти, пишет:

«Исследования последнего времени все более и более умаляют значение подземных вод в формировании нефтяных и газовых месторождений. Сплошь и рядом не выдерживается схема так называемого дифференциального улавливания углеводородов в процессе переноса их водными потоками. Вместе с тем накапливается много данных, показывающих наличие у нефтяных вод особой, присущей только им природы.

Они не имеют широкого площадного распространения в пластах-коллекторах и залегают главным образом вблизи контура нефтяных и газовых залежей».

Действительно, «особая природа нефтяных вод» в их наиболее ярком выражении не имеет широкого распространения, так как она связана с ореольным рассеянием залежей, масштабы которого сравнительно невелики. Однако и в целом фоновые характеристики подземных вод нефтегазоносных провинций и областей существенно отличаются от состава вод тех районов, в которых залежи нефти и газа не обнаружены. Подземные воды, характеризующие фон нефтегазоносных территорий, как мы уже отмечали ранее (А. С. Зингер, 1966), имеют широкое распространение. Они связаны с региональными процессами нефтегазообразования и теми видами миграции, которые приводят к образованию, а не к диссипации залежи нефти и газа. Региональное развитие фоновых вод нефтегазоносных областей подтверждается приведенными ранее расчетами соотношений количества углеводородов, содержащихся в залежах и подземных водах. Значительное превышение количества углеводородов, растворенных в фоновых водах нефтегазоносных областей, по сравнению с теми запасами, которые установлены и прогнозируются, убедительно свидетельствует о региональном участии процесса нефтегазообразования в формировании специфического состава подземных вод этих территорий.

Учитывая изложенное, представляется целесообразным ввести такую классификацию подземных вод нефтегазоносных регионов, которая отражала бы степень влияния на подземные воды как региональных процессов — нефтегазообразования и нефтегазонакопления, так и вторичных — миграции из залежей нефти и газа. В соответствии с этой классификацией в пределах нефтегазоносного региона можно выделить два основных типа подземных вод — фоновые и ореольные.

Под первыми понимаются те подземные воды данного региона, которые не находятся в сфере влияния залежей нефти и газа. На формирование их состава процессы, связанные с миграцией компонентов из залежей, заметного влияния не оказывают. Поскольку эти воды отражают региональные процессы нефтегазообразования и (или) нефтегазонакопления (в том числе, а возможно главным образом первичной миграции), в зависимости от преимущественного течения процессов газообразования, нефтеобразования или нефтегазообразования они соответственно могут быть подразделены на следую-

щие группы: воды, отражающие региональные процессы газообразования; воды, отражающие региональные процессы нефтегазообразования.

Воды зоны активного водообмена и районов, характеризующихся развитием современной инфильтрации, даже в пределах продуктивных территорий, могут не отражать региональные процессы нефтегазообразования, наблюдаемые в данном регионе. Это, вероятно, связано либо с тем, что в указанных условиях эти процессы не протекают в таких значительных масштабах, которые могут найти отражение в изменениях состава вод, фиксируемых современными методами физико-химических исследований, либо с активной динамикой вод, затрудняющей установление длительных контактов между ними и вмещающими их породами. Скорее всего здесь играют роль оба фактора. Поэтому целесообразно выделить еще одну (четвертую) группу — фоновые воды, т. е. воды, состав которых не отражает течения процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления, приводящих к формированию промышленных скоплений нефти и газа.

В связи с тем, что существуют различные понятия и определения фоновых концентраций, а также различный подход к их установлению, имеет смысл несколько более подробно обосновать приведенную выше формулировку «фоновые воды нефтегазоносного региона».

Как отмечал еще академик В. И. Вернадский, нормами распространения отдельных элементов в данной геосфере являются их кларки. Отклонения от средней нормы связаны либо с рассеянием, либо с концентрированием тех или иных элементов. Поэтому для областей, заведомо не характеризующихся развитием месторождений полезных ископаемых, принципиально правильным будет такое определение понятия фона, которое указывает на нормальное состояние элемента, т. е. на состояние его рассеяния. Следовательно, фоном этих областей можно считать такие концентрации элементов, которые не превышают их кларковых содержаний.

Иной подход требуется при определении фоновых характеристик тех регионов, в пределах которых месторождения полезных ископаемых уже установлены. По определению А. Е. Ферсмана (1955), месторождениями полезных ископаемых следует называть «такого рода геохимические области, где этот элемент накоплен не только выше кларка данной геосферы, но и выше среднего содержания элемента в данном

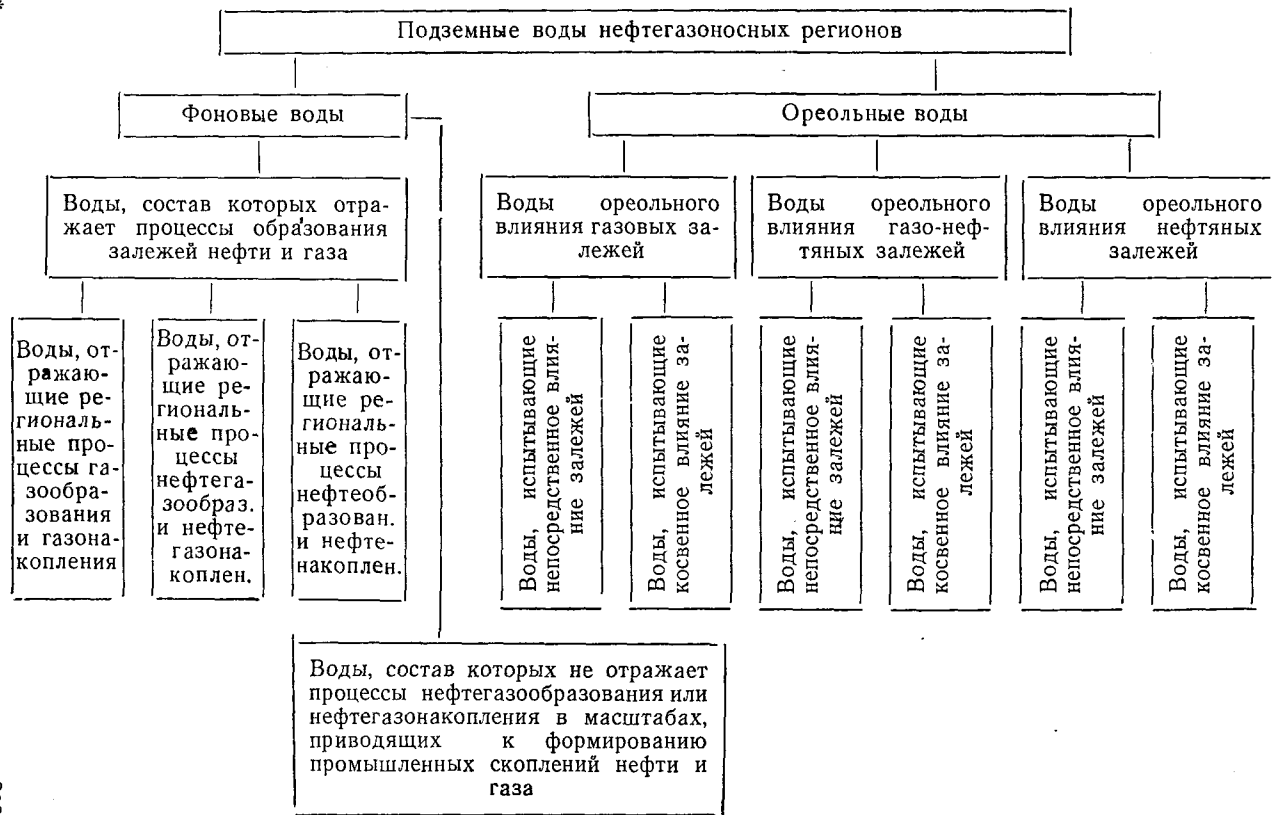
процессе*. На этом основании фоном «геохимических областей», в пределах которых ожидается развитие тех или иных месторождений полезных ископаемых и которым в нефтяной геологии, очевидно, отвечают нефтегазоносные бассейны по И. О. Броду (1948) или нефтегазоносные провинции по Н. Ю. Успенской (1966), правильнее всего было бы считать средние концентрации определенных элементов, характерные для данной области. Однако значительные колебания фоновых концентраций, определяемых даже для близких геолого-геохимических условий развития каких-либо участков литосферы или гидросферы, принятых в качестве фоновых средних значений данного элемента, могут обусловить получение ряда «ложных» аномалий, не связанных с месторождениями полезных ископаемых или связанных с непромышленными их скоплениями. Поэтому целесообразнее всего в качестве фона продуктивных регионов принимать наиболее часто встречающиеся максимальные значения элементов, определяемых на «пустых» структурах, приуроченных к таким участкам региона, для которых нет оснований заведомо предполагать отсутствие течения процессов, приводящих к образованию месторождений полезных ископаемых.

Для отдельных районов или участков разреза в целом продуктивного региона, в пределах которых по общим геолого-тектоническим или гидрогеологическим предпосылкам трудно рассчитывать на обнаружение промышленных месторождений (зоны активного водообмена, раскрытия части структур, районы с малыми мощностями осадочных отложений и т. д.), за фоновые концентрации можно принимать либо кларки данных элементов, либо их средние значения.

Таким образом, предполагается, что для нефтегазоносных регионов необходимо выделить два основных типа фоновых характеристик: отражающие процессы, приводящие к формированию месторождений полезных ископаемых, и не отражающие эти процессы или отражающие их в значительно меньшей степени.

Первый тип может быть в свою очередь дифференцирован в зависимости от видов протекающих процессов (нефтеобразование, нефтенакпление, газообразование, газонакпление и т. д.). Это нашло отражение в предложенной классифика-

* Участки земной коры, характеризующиеся накоплением некоторых элементов выше кларка данной геосферы, В. И. Вернадский (А. Е. Ферсман, 1957) выделяет в качестве геохимических областей.



ции, в которой фоновые воды нефтегазоносного региона подразделены на соответствующие группы (табл. 55).

Как видно из таблицы, второй основной тип вод нефтегазоносных регионов—ореольные воды. К ним относятся воды, состав которых существенно изменен под влиянием залежей нефти и газа. Его формирование может происходить под непосредственным влиянием залежей, отражение которого прослеживается на значительные расстояния. В этом случае процессы хроматографического разделения мигрирующих из залежей газовых смесей носят нерезкий характер и заметны лишь при удалении от источника миграции на сотни, а иногда и тысячи метров. Если между залежами и окружающими их подземными водами в каких-либо участках структуры существуют экраны, затрудняющие (но не прекращающие) миграцию, то расположенные за ними воды будут испытывать косвенное влияние залежей.

Эти воды, даже располагающиеся в непосредственной близости от залежей (десятки метров), по сравнению с водами, находящимися под непосредственным их влиянием (хотя и значительно более удаленные), как правило, в большей мере обеднены мигрантами залежей. Эффекты хроматографического разделения проявляются в их составе достаточно резко и вполне определенно. На этом основании каждая группа ореольных вод, на которые оказывают влияние нефтяные, газонефтяные или газовые залежи, подразделена в свою очередь, на две подгруппы: воды, испытывающие непосредственное влияние залежей, и воды, испытывающие косвенное влияние залежей.

Предложенная классификация является логическим заключением данной работы.

ЛИТЕРАТУРА

Авров В. Я. Основные закономерности формирования нефтяных залежей Прикаспийской солянокупольной области. Материалы Львовской дискуссии по проблеме происхождения нефти, 8—12 мая, 1957. М., Гостоптехиздат, 1959.

Альтовский М. Е., Кузнецова З. И., Швец В. М. Образование нефти и формирование ее залежей. М., Гостоптехиздат, 1958.

Альтовский М. Е. О гидрохимических и некоторых других показателях нефтеносности. Разведка и охрана недр, № 2, 1960.

Антонов П. Л. К теории газовой съемки. В сб. Геохимические методы поисков нефти, № 1. М., Гостоптехиздат, 1950.

Антонов П. Л. Об изменении диффузионных параметров некоторых горных пород. В сб. Геохимические методы поисков нефти и газа, вып. 1. М., Гостоптехиздат, 1953.

Антонов П. Л. О диффузионной проницаемости некоторых глинистых горных пород. В сб. Геохимические методы поисков нефти и газа. вып. 2. М., Гостоптехиздат, 1954.

Антонов П. Л. О масштабах диффузионной проницаемости горных пород. Доклады нефтяной научно-технической конференции, 8—13 октября, 1962, Будапешт.

Анисимов Л. А. Условия газонасыщения подземных вод нефтегазоносных бассейнов. Геология нефти и газа, № 1, 1965.

Али-Заде А. А., Мартиросян А. М. и др. О влиянии дизъюнктивных нарушений на гидрохимическую изоляцию нефтегазоносных блоков... Геология нефти и газа, № 5, 1966.

Гавриленко Е. С. Гидрохимические показатели нефтеносности по солевому и изотопному составу подземных вод. Киев, Наукова думка, 1965.

Барс Е. А. Гидрогеохимические показатели нефтеносности и гидрохимические методы поисков нефтяных залежей. Геология нефти, № 8, 1957.

Барс Е. А. Гидрогеохимические исследования при поисках нефти и газа (состояние и задачи). В сб. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. Труды совещания по геохимическим методам, Москва, 1958. М., Изд-во АН СССР, 1959.

Барс Е. А. Растворенное органическое вещество подземных вод и возможности его использования в нефтяной геологии. В сб. Геохимия и гидрохимия месторождений. М., Изд-во АН СССР, 1963.

Беллами Л. Инфракрасные спектры сложных молекул. М., ИЛ, 1963.

Белоусов В. В. Очерки геохимии природных газов. ОНТИ, 1937.

Бродский Н. А. Некоторые теоретические положения гидрохимического метода поисков сульфидных месторождений. Международный геологический конгресс, 21 сессия. М., Госгеолтехиздат, 1960.

Бейкер Е. Г. Образование нефти путем скопления углеводородов осадков. В сб. Геохимический симпозиум при V Всемирном нефтяном конгрессе. М., Гостоптехиздат, 1960.

Бурштар М. С., Машков И. В. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М., Госгеолтехиздат, 1963.

Брод И. О. Нефтегазообразование в свете современных данных. Новости нефтяной техники. Геология, № 11, 1948.

Белякова Е. Е. Нефтепоисковое значение подземных вод и растворенных в воде газов по данным исследования междуручья Волго-Уральской нефтеносной области. В сб. Вопросы нефтепоисковой гидрогеологии. Тр. ВСЕГЕИ, Госгеолтехиздат, М., 1956, нов. сер., вып. 18.

Вассерберг В. Э. Сорбция углеводородов горными породами и ее влияние на показания газовой съемки. В сб. Геохимические методы поисков нефти, № 1. М., Гостоптехиздат, 1950.

Вассоевич Н. Б. Образование нефти в терригенных отложениях. М., Гостоптехиздат, 1958.

Вернадский В. И. История минералов земной коры. История природных вод. Т. 1, вып. 1. Л., Госхимтехиздат, 1933.

Вернадский В. И. Очерки геохимии. Четвертое издание. М., ОНТИ, 1934.

Вышемирский В. С. Геологические условия метаморфизма углей и нефти. Саратов, Изд-во СГУ, 1963.

Виноградов А. П. Поиски рудных месторождений по растениям

и почвам. Труды биохимической лаборатории, т. 10. М., Изд-во АН СССР, 1954.

Герберг М. И. Растворимость углеводов в воде как возможный фактор миграции. В сб. Авторефераты и рефераты научных трудов ВНИГРИ, вып. 19. Л., 1959.

Гинзбург И. И. Опыт разработки теоретических основ геохимических методов поисков руд, цветных и редких металлов. М., Гостоптехиздат, 1957.

Гатальский М. А. Значение гидрогеологии в освоении новых нефтегазоносных областей. Нефтяное хозяйство, № 11, 1954.

Гатальский М. А. Методы гидрогеологической оценки перспектив нефтегазоносности изучаемых территорий на примере Русской платформы. В сб. Труды совещания по геохимическим методам поисков нефтяных и газовых месторождений. М., Изд-во АН СССР, 1958.

Григорьев Г. Г., Суббота М. И. и др. Газовая и газокерновая съемки и анализ газа. М., Гостоптехиздат, 1954.

Григорьев Г. Г., Суббота М. И. и др. Газовая и газокерновая съемки и анализ газа. Методическое пособие. Л., Гостоптехиздат, 1954.

Гуцало Л. К. Гидрогеохимические особенности подземных вод Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, МГУ, 1967.

Гедберг Х. Д. Геологические аспекты происхождения нефти. Л., изд-во «Недра», 1966.

Гурари Ф. Г., Конторович А. Э., Острый Г. Б. О роли дизъюнктивных нарушений в процессе формирования залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирской низменности. «Геология нефти и газа», № 2, 1966.

Глебовская Е. А. Применение метода инфракрасных спектров поглощения в исследованиях по геохимии нефти. Тр. ВНИИГРИ, вып. 25, Л., 1956.

Голубева М. Г. Об определении ароматических углеводов в воде. Лабораторное дело, № 8, 1961.

Гуревич М. С. Парагенезис природных вод и газов. Тр. лаборатории гидрогеологических проблем им. Р. П. Саваренского, т. 3, М., 1948.

Гуревич М. С. Принципы комплексного нефтепоискового изучения подземных вод. Тр. ВСЕГЕИ, нов. сер., вып. 18, Л., 1956.

Гуревич М. С. Нефтепоисковое значение геохимической зональности подземных вод (на примере Западно-Сибирской низменности). В сб. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. Тр. совещания по геохимическим методам, Москва, июнь, 1958 г., М., Изд-во АН СССР, 1959.

Гуревич М. С. О генезисе природного азотного газа. В сб. «Материалы по гидрогеохимии и поисковой гидрогеологии». Тр. ВСЕГЕИ, нов. сер. т. 139, Л., изд-во «Недра», 1968.

Гудок Н. С. Фильтрационные свойства малопроницаемых горных пород. Геология нефти и газа, № 11, 1960.

Денбиг К. Термодинамика стационарных необратимых процессов. М., ИЛ, 1954.

Двали М. Ф. Направление теоретических исследований по геологии и геохимии нефти. Тр. ВНИГРИ, вып. 174, Л., 1961.

Де Гроот С. Р. Термодинамика необратимых процессов. М., ИЛ, 1958.

Добрянский А. Ф. Химия нефти. М., Гостоптехиздат, 1961.

Доленко Г. Н. Закономерность нефтегазоаккумуляции в земной ко-

ре и теория неорганического синтеза нефти и газа. В сб. Проблема происхождения нефти и газа и образование промышленных залежей. Киев, изд-во «Наукова Думка», 1966.

Евдокимов В. А. Влияние радиоактивной воды на состав газа и нефти в природных условиях. Геология нефти, № 2, 1957.

Ерофеев В. Ф. Газовая составляющая подземных вод как показатель нефтегазонасности. В кн. Нефтепоисковые гидрогеологические критерии. Тр. ВНИГРИ, вып. 277. Л., «Недра», 1969.

Зингер А. С. Газогидрохимические критерии оценки нефтегазонасности локальных структур (на примере Нижнего Поволжья), Саратов, Изд-во СГУ, 1966.

Зингер А. С. О возможности механического разрушения нефтяных и газонефтяных залежей движущимися пластовыми водами. Научно-технический сборник, сер. Геология. М., ГОСИНТИ, 1962.

Зингер А. С. Масштабы рассеяния компонентов залежей нефти и газа в водоносных пластах. Тезисы к симпозиуму «Гидрогеологические критерии оценки перспектив нефтегазонасности Русской платформы», Минск, АН БССР, 1969.

Зингер А. С., Кравчик Т. Э., Эрлик А. Ф. Бензол, растворенный в подземных водах — прямой показатель нефтегазонасности локальных структур. В сб. Гидрогеологические и гидрохимические исследования в связи с поисками нефтяных и газовых месторождений. М., ЦНИИТЭнефтегаз, 1965.

Зингер А. С., Кудинова А. С. К вопросу о струйной миграции углеводородов в условиях недонасыщения пластовых вод газом. Материалы межвузовской конференции, вып. геол.-географ. Саратов, Изд-во СГУ, 1964.

Зингер А. С., Жутовт А. К. Нефтепоисковое значение органического фосфора подземных вод. В сб. Геохимия и гидрогеология нефтяных и газовых месторождений Нижнего Поволжья. Труды ИВ НИИГГ, вып. 8, Саратов, Изд-во СГУ, 1970.

Зингер А. С., Сидоров И. Н., Кравчик Т. Э. Некоторые результаты применения инфракрасных спектров поглощения органического вещества подземных вод в связи с оценкой нефтегазонасности локальных структур. Нефтегазовая геология и геофизика, № 2, ВНИИОЭНГ, М., 1969.

Зингер А. С., Кравчик Т. Э. К проблеме прямых гидрохимических показателей нефтегазонасности и роли мицелярной растворимости при миграции углеводородов в водных растворах. Совместное исследование бензола и толуола в подземных водах. Доклады АН СССР, т. 189, № 1, М., изд-во «Наука», 1969.

Иванов П. И. Опыт определения натурального фона при региональных исследованиях (на примере Таджикистана). В сб. Вопросы гидрогеологии и гидрохимии. Л., Изд-во ЛГУ, 1966.

Кротова В. А. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. Тр. Совещания по геохимическим методам, апрель 1958. М., Изд-во АН СССР, 1959.

Кругликов Н. М. Гидрогеологические показатели условий формирования залежей нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской плиты. В кн. Условия формирования и закономерности размещения месторождений нефти и газа. Л., изд-во «Недра», 1967.

Корценштейн В. Н. Сравнительная характеристика содержания бензола в пластовых водах мезозойских комплексов Южного Мангышлака

и Восточного Предкавказья. Доклады АН СССР, т. 180, № 3, М., изд-во «Наука», 1968.

Калинко М. К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., изд-во «Недра», 1964.

Карцев А. А., Табасаранский З. А. и др. Геохимические методы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1954.

Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М., Гостоптехиздат, 1963.

Карцев А. А., Шугрин В. П. Геохимические методы исследований при поисках нефти и газа. М., изд-во «Недра», 1964.

Клубова Т. Т. Каталитические реакции на глинистых минералах и их роль в генезисе нефти (доклады, представленные на Всесоюзное совещание по генезису нефти и газа, Москва, февраль, 1967), М., изд-во «Недра», 1967.

Кудрявцев Н. А. Механизм формирования месторождений нефти и газа. В сб. Проблемы миграции нефти и формирование нефтяных и газовых скоплений. (Материалы Львовской дискуссии 8—12 мая 1957 г.). М., Гостоптехиздат, 1959.

Кротова В. А. О показателях наличия вертикального движения флюида на востоке Русской платформы. В сб. Тр. ВНИГРИ, вып. 190. Л., 1962.

Кротова В. А. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности. Тр. ВНИГРИ, вып. 147, Л., 1960.

Кротова В. А. Современное состояние вопроса о гидрогеологических критериях нефтегазоносности. В кн. Нефтепоисковые гидрогеологические критерии. Тр. ВНИГРИ, вып. 277, Л., изд-во «Недра», 1969.

Кротова В. А. Химический состав подземных вод как показатель нефтегазоносности. В сб. Нефтепоисковые гидрогеологические критерии. Тр. ВНИГРИ, вып. 277, Л., изд-во «Недра», 1969.

Кротова В. А. О происхождении флюидов, факторы их миграции и формирования месторождений нефти и газа в водной среде. В кн. Нефтепоисковые гидрогеологические критерии, Тр. ВНИГРИ, вып. 277. Л., изд-во «Недра», 1969.

Кротова В. А. Сравнительный анализ и классификация гидрогеологических критериев нефтегазоносности. В кн. Нефтепоисковые гидрогеологические критерии. Тр. ВНИГРИ, вып. 277. Л., изд-во «Недра», 1969.

Карапетьянц М. Х. Химическая термодинамика. М., Госхимиздат, 1949.

Кудинова А. С. К методике исследования диффузии газообразных углеводородов как необратимого процесса. В сб. Геохимия и гидрогеология нефтяных и газовых месторождений Нижнего Поволжья. Труды НВНИИГГ, вып. 8, Саратов, Изд-во СГУ, 1970.

Кулаков Н. В., Коробов Д. С., Зингер А. С. Комплексный гидрохимический метод поисков месторождений нефти и газа в Нижнем Поволжье. В сб. Геохимия и гидрогеология нефтяных и газовых месторождений Нижнего Поволжья. Труды НВНИИГГ, вып. 8, Саратов, Изд-во СГУ, 1970.

Лондон Э. Е. Об условиях формирования залежей нефти и газа в современной геохимической обстановке их залегания в Днепровско-Донецкой впадине. Тр. ВНИИГАЗ, вып. 16/24, М., Гостоптехиздат, 1962.

Лондон Э. Е. Оценка перспектив нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины по данным гидрохимических исследований. Труды сове-

щания по геохимическим методам поисков нефтяных и газовых месторождений. М., Изд-во АН СССР, 1959.

Лондон Э. Е., Зорькин Л. Н., Васильев В. Е. Принципы оценки перспектив газоносности по составу и упругости газов, растворенных в подземных водах. Геология нефти и газа, № 3, 1961.

Ловеринг Т. С. Околорудные изменения как поисковый признак. М., ИЛ, 1953.

Леворсен А. И. Геология нефти. М., Гостоптехиздат, 1958.

Машкович К. А. Методика поисков и разведки нефти и газа в Саратовском Поволжье. М., Гостоптехиздат, 1961.

Машкович К. А. К вопросу о методике выявления, тектонических нарушений. Геология нефти и газа, № 1, изд-во «Недра», 1965.

Митгарц Б. Б. Нефтепоисковое значение состава подземных вод по данным исследования в Фергане. Тр. ВСЕГЕИ, нов. серия, вып. 18, Л., 1956.

Могилевский Г. А. Микробиологический метод поисков газовых и нефтяных залежей. М., Гостоптехиздат, 1953.

Маки, Синьити, Хирукава, Такаси. Изучение органического вещества в подземных водах газоносного месторождения Суака, Центральная Япония, РЖ Геология, № 11, 1963.

Муканов Н. М., Россман Г. И. Первичные ореолы рассеяния некоторых полиметаллических и медных месторождений Центрального Казахстана и Рудного Алтая. В кн. Международный геологический конгресс, XXI сессия. Геологические результаты прикладной геохимии и геофизики, раздел I — Геохимия. М., Госгеолтехиздат, 1960.

Морозов Л. И. Гидрогеология и гидрохимия мезозоя Южного Мангышлака в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Институт геологии и разработки горючих ископаемых. М., 1966.

Моррис Х. Т., Ловеринг Т. С. Гипергенное и гидротермальное рассеяние тяжелых металлов в боковых породах близ рудных тел в районе Тинтик, Юта, В кн. Геохимические методы поисков рудных месторождений. М., ИЛ, 1954.

Намиот А. Ю. Фазовые равновесия в системах пластовая вода — природный газ. Газовая промышленность, № 11, 1958.

Намиот А. Ю. Изучение газового состава нефтяных и газовых залежей в результате растворения газов в воде. Газовая промышленность, № 8, 1959.

Намиот А. Ю., Бондарева М. М. Растворимость газов в воде под давлением. М., Гостоптехиздат, 1963.

Пирсон С. Д. ж. Новые направления в развитии геохимических методов поисков нефти. ГОСИНТИ. М., 1962.

Ростовцев Н. Н. К методике поисков газа и нефти в платформенных областях. Разведка недр, № 2, 1950.

Ростовцев Н. Н., Трофимук А. А. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности — новой нефтяной базы СССР. Изд-во СОАН СССР, 1963.

Равикович Х. А., Каримов А. К. Гидрохимические и геохимические критерии нефтегазоносности Ферганы и Устюрта. Нефтегазовая геология и геофизика. Научно-техн. сб. № 12, ЦНИИГЭнефтегаз, 1963.

Равикович Х. А. Результаты комплексного изучения пластовых флюидов третичных отложений Ферганы. Геология нефти и газа, № 2, 1962.

Равикович Х. А. Значение определения ионов аммония в водах нефтегазоносных пластов в общем комплексе геохимических исследований. Геология нефти и газа, № 11, 1962.

Ростовцев Н. Н., Белякова Е. Е. Газовый фактор подземных вод как возможный критерий для поисков нефти и газа (на примере Русской платформы и Западно-Сибирской низменности). XX международный геологический конгресс. Материалы по геологии нефти. Т. I. М., Гостоптехиздат, 1958.

Саркисян С. Г. Глинистые минералы и их возможная роль в образовании нефти и газа. Доклады, представленные на Всесоюзное совещание по генезису нефти и газа. Москва, февраль 1967 г., М., изд-во «Недра», 1967.

Сауков А. А. Геохимия. М., Госгеолтехиздат, 1951.

Сауков А. А. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых. М., Изд-во МГУ, 1963.

Смирнов В. И. Геологические основы поисков и разведок рудных месторождений. М., Изд-во МГУ, 1954.

Соловов А. П. Основы теории и практики металлометрических съемок. Алма-Ата, Изд-во АН Каз. ССР, 1959.

Сергеев Е. А. Исследования вод как средство поисков полиметаллических месторождений. Разведка недр, № 2, 1946.

Спевак Ю. А. Геохимическая характеристика Астраханского Поволжья и Калмыцких степей в связи с оценкой перспектив газоносности. В кн. Гидрогеология газоносных районов Советского Союза. Тр. ВНИИГАЗ, вып. 22/30, Л., изд-во «Недра», 1964.

Савченко В. П. Вопросы формирования месторождений газа и нефти. Доклад по опубликованным работам, представленным на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук, М., 1963.

Сафронов Н. И. К вопросу об ореолах рассеяния месторождений полезных ископаемых и их использовании при поисках и разведке. Сов. геология, № 4, 1936.

Сафронов Н. И. Основы геохимических методов поисков рудных месторождений (методические пособия), ч. 1, 2, 3. Ротапринт ВИТР, 1962.

Сильверман С. Р. Миграция и сегрегация нефти и газа. В сб. Органическая геохимия. М., изд-во «Недра», 1967.

Соколов В. А. Миграция газа и нефти. М., АН СССР, 1956.

Соколов В. А., Григорьев Г. Г. Методика и результаты газовых геохимических нефтегазопоисковых работ. М., Гостоптехиздат, 1962.

Соколов В. А. Современные представления о происхождении и миграции нефти и газа. Новые исследования в области генезиса нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1964.

Соколов В. А. Геохимия газов земной коры и атмосферы. М., изд-во «Недра», 1966.

Справочник химика, том III. Гостоптехиздат, Л., 1951.

Стадник Е. В. Гидрогеология палеозойской водонапорной системы северо-западного обрамления Прикаспийской впадины в связи с вопросами формирования залежей нефти и газа и оценкой перспектив газонефтеносности. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. М., 1967.

Тверье Ф. М., Шестов И. Н., Сухаревич Е. Л. Содержание аммония в пластовых водах палеозойских отложений Пермской области. Геология нефти и газа, № 3, 1966.

Тхостов Б. А. Начальные пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. М., Гостоптехиздат, 1960.

Тхостов Б. А. Начальные пластовые давления и гидродинамические системы. М., изд-во «Наука», 1966.

Ферсман А. Е. Геохимические и минералогические методы поисков полезных ископаемых. М., Изд-во АН СССР, 1940.

Ферсман А. Е. Избранные труды. Т. III, М., Изд-во АН СССР, 1955.

Ферсман А. Е. Геохимия, т. I. ОНТИ Госхимиздат, Ленинградск. отд. 1934.

Халдаров С. Гидрогеологические и гидрохимические особенности меловых отложений Западного Узбекистана в связи с их нефтегазоносностью.

Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Институт геологии и геофизики им. Х. М. Абдуллаева, АН Уз. ССР, 1966.

Хоукес Х. Э. Геохимические поиски руд. В сб. Геохимические методы поисков рудных месторождений. М., ИЛ, 1954.

Чистовский А. И. Состав газов, растворенных в пластовых водах, и использование их для оценки перспектив нефтеносности локальных участков на территории Куйбышевского Поволжья. Тр. Куйбышевского НИИ НП. Геология, Геохимия, Геофизика, вып. 20, 1963.

Чистовский А. И. Газовая составляющая пластовых вод Куйбышевского Поволжья в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Куйбышевский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности (Куйбышевск. НИИ НП), М., 1965.

Чистовский А. И. Распределение газовых компонентов между нефтью и пластовыми водами в палеозойских отложениях Куйбышевской области. Тр. Куйбышев, НИИ НП, вып. 31, Куйбышев, 1965.

Шабарова Н. Г. Распределение органического вещества в подземных водах. Советская геология, № 8, 1961.

Швец В. М. Обзор исследований органического вещества в почвах, горных породах, поверхностных и подземных водах. В сб. Органическое вещество и микрофлора подземных вод и некоторые закономерности их распространения. Ротапринтная серия ВСЕГИНГЕО, № 7, 1963.

Ясенев Б. П. Новые данные о прямых геохимических методах разведки нефтяных и газовых месторождений. Геология нефти и газа, № 12, 1962.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение		3
Глава I.	Современное состояние изученности ореолов рассеяния залежей нефти и газа	5
	Из истории геохимических методов поисков месторождений полезных ископаемых	5
	Некоторые общие понятия поисковой геохимии	6
	Исследования ореолов рассеяния в нефтепоисковой гидрогеологии	13
	Краткая характеристика палеозойской водонапорной системы (флюидоупорные толщи и гидрогеологические комплексы)	37
Глава III.	Газогидрохимические показатели ореолов рассеяния залежей нефти и газа	46
	Толуол в составе ОВ подземных вод	49
	Инфракрасные спектры поглощения ОВ подземных вод и водовмещающих пород	57
Глава IV.	Некоторые теоретические и методические исследования, связанные с определением ореолов рассеяния	71
	К вопросу о влиянии растворимости отдельных газобразных компонентов залежей на состав водорастворенного газа и масштабы ореольного рассеяния	72
	О влиянии растворимости жидких органических соединений залежей нефти и газа на ореолы их рассеяния в пластовых водах	73
	Определение направлений потоков мигрантов залежей нефти и газа	76
	Масштабы рассеяния (ореольного влияния) залежей нефти и газа	83
Глава V.	Пластовые ореолы влияния залежей нефти и газа	83
	Вертикальные ореолы влияния залежей нефти и газа	115
	Общие закономерности и факторы, определяющие масштабы рассеяния залежей нефти и газа	139
	Пластовое ореольное рассеяние	139
	Вертикальное ореольное рассеяние	149
Глава VI.	Изменение состава и концентраций водорастворенных газов в ореолах рассеяния	152
	Изменение состава и концентраций ОВ пластовых вод в ореолах рассеяния	154
	Общий характер изменения водорастворенного органического вещества в ореолах рассеяния	157
	Использование ореолов рассеяния в практике поисково-разведочных работ	170
	Интерпретация ореолов рассеяния в условиях локальных структур с неустановленной нефтегазоносностью	171
Глава VII.	Интерпретация ореолов рассеяния в условиях локальных структур с установленной нефтегазоносностью	176
	К проблеме сохранения залежей нефти и газа в течение геологического времени	190
Глава VIII.	Классификация подземных вод нефтегазоносных регионов	198
Литература		204

Анатолий Савельевич Зингер
Алевтина Казимировна Жутовт
Анна Степановна Кудинова

ОРЕОЛЫ РАССЕЯНИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Выпуск 21

Редакторы *Л. А. Розанова, С. Ф. Солдатова*
Ответственный за выпуск *Ю. В. Балаев*
Технический редактор *Л. Н. Черкасова*
Корректор *Т. М. Куцаинова*

НГ68279. Сдано в набор 26/1-72 г. Подписано к печати 18/IV-1973 г.
Бумага типографская № 1. Формат 60×84¹/₁₆. Печ. л. 13,5. Уч.-изд. л. 14.
Тираж 600 экз. Цена 1 р. 50 к. Заказ 1886.

Издательство Саратовского университета, Университетская, 42.
Типография издательства «Коммунист», пр. Ленина 94.

114

3594