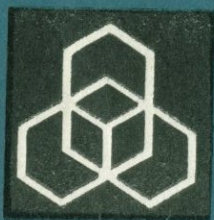


**ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ
ПОКАЗАТЕЛИ
ОЦЕНКИ
ПЕРСПЕКТИВ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ЛОКАЛЬНЫХ
СТРУКТУР**



МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ЯДЕРНОЙ ГЕОФИЗИКИ И ГЕОХИМИИ

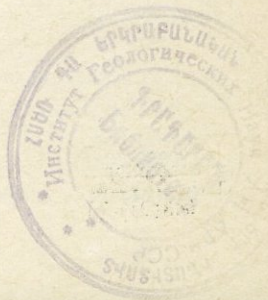
551.49

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ
ПОКАЗАТЕЛИ
ОЦЕНКИ
ПЕРСПЕКТИВ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ЛОКАЛЬНЫХ
СТРУКТУР

182a



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
МОСКВА 1974



Гидрогеохимические показатели оценки перспектив нефтегазоносности локальных структур. М., «Недра», 1974. 80 с. Всесоюз. науч.-исслед. ин-т ядерной геофиз. и геол.). Авт.: Л. М. Зорькин, Е. В. Стадник, В. К. Сошников, Г. А. Юрин.

В монографии рассмотрены региональные и локальные гидрогеохимические критерии нефтегазоносности Русской платформы. Оценено значение общих гидрогеологических показателей. Особое внимание уделено гидрохимическим и газовым показателям. В результате проведено гидрогеохимическое районирование платформы. Даны конкретные рекомендации оценки перспектив нефтегазоносности как крупных территорий, так и локальных структур в условиях различных гидрогеохимических обстановок нефтегазоносных бассейнов Русской платформы. Показано, что гидрогеохимические исследования водоносных горизонтов, проводимые на разных этапах геологоразведочных работ, являются составным компонентом при геохимических поисках залежей нефти и газа.

Книга рассчитана на широкий круг геологов, гидрогеологов и разведчиков-нефтяников как производственных, так и научно-исследовательских организаций.

Таблиц 11, иллюстраций 12, список литературы — 76 назв.

Авторы: Л. М. Зорькин, Е. В. Стадник, В. К. Сошников, Г. А. Юрин

Редактор докт. геол.-минер. наук, проф. Ф. А. Алексеев

ОТ РЕДАКТОРА

Предлагаемая книга представляет значительный научный интерес и имеет большое практическое значение. В ней последовательно рассматриваются гидрогеохимические показатели нефтегазоносности недр нефтегазоносных бассейнов Русской платформы: Урало-Волжского, Припятско-Днепровско-Донецкого и Тимано-Печорского.

Принятая авторами схема изложения материалов по отдельным нефтегазоносным бассейнам позволяет получить всестороннее представление не только о геологическом строении, гидрогеологии и нефтегазоносности бассейна, но и о научной информативности различных гидрогеохимических показателей нефтегазоносности. Так, авторы по каждому из бассейнов последовательно освещают вопросы геологического строения и нефтегазоносности, характеризуют водоносные комплексы и водоупоры, динамику пластовых вод, гидрохимические особенности, газоносность пластовых вод, возраст воднорастворенных газов, геотермическую характеристику недр.

Рассмотренный в указанном плане материал дает исчерпывающее представление о перспективной оценке нефтегазоносности бассейна в целом и критериях нефтегазоносности локальных структур. Особо следует отметить разделы, где полно и с научной убедительностью рассматриваются вопросы газоносности пластовых вод.

Представления авторов по динамике пластовых вод всецело основываются на замерах приведенных напоров, что на современном этапе исследований недостаточно. Литолого-фациальные изменения водоносных комплексов при региональных построениях могут существенно влиять на положение уровней и исказить таким образом действительную региональную картину динамики пластовых вод. В этих случаях значительную помощь могли бы оказать тщательные исследования по химизму вод и особенно радиогеохимии и изотопам радиоактивных и стабильных элементов.

С большой полнотой и детальностью изложен материал по гидрогеохимическим показателям нефтегазоносности локальных структур. Наряду с общегидрогеологическими рассмотрены гидрохимические, газовые, гидродинамические и геотермические показатели. Ценность работы заключается в том, что показатели умело систе-

матризованы, и оценка их дается по информативности в целом и по отдельным бассейнам.

По каждому из бассейнов проведено гидрогеохимическое районирование и оценены перспективы нефтегазоносности. Этим разделом завершается рассмотрение гидрогеохимических материалов по бассейнам и весьма убедительно показывается значение каждого из показателей в оценке нефтегазоносности.

Из работы следует, что наибольшей информативностью обладают газовые показатели. Изучение в недрах нефтегазоносных бассейнов фазовых равновесий между залежами и подземными водами и их смещений и характера изменений упругостей растворенных газов позволяет с большой достоверностью оценивать не только перспективы нефтегазоносности отдельных комплексов и районов, но и правильно представлять современную стадию их развития, т. е. оценивать направленность процессов формирования или разрушения залежей.

Мы полностью разделяем предложенную авторами схему оценки нефтегазоносности территорий по выделению гидрогеохимических обстановок фазового равновесия между залежами и подземными водами: наличия фазового равновесия (первая обстановка), смещенного фазового равновесия (вторая обстановка) и отсутствия фазового равновесия (третья обстановка). Поисковыми показателями для каждой обстановки являются величины упругостей растворенных газов и присутствие в составе газов тяжелых углеводородов и в пластовых водах бензола, толуола, аммония и других показателей органического вещества. Авторы справедливо положительно оценивают газогидрохимические исследования (во ВНИИЯГГ эти исследования известны под названием рекогносцировочной водногазовой съемки) как первого этапа геохимических поисков с рекомендацией обязательного изучения, кроме состава растворенных газов, бензола, толуола, фенолов, фосфора и аммония в пластовых водах и водах источников.

Хорошо аргументированные в работе положения о лобовых и тыловых геохимических эффектах на локальных структурах весьма ценны. Нельзя не согласиться с авторами, рекомендующими при геохимических поисках нефти и газа выходить из зоны свободного водогазообмена, т. е. обеспечивать проводку скважин до глубин 50—500 м.

Несмотря на некоторые недоработки и спорность отдельных вопросов, фундаментальная работа коллектива авторов должна привлечь широкое внимание геологов, гидрогеологов и геохимиков, соприкасающихся с вопросами геологии нефти и природных газов.

ВВЕДЕНИЕ

Гидрогеохимические исследования нефтегазоносных бассейнов направлены на повышение эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ. Целесообразность проведения таких исследований определяется сущностью природных процессов формирования и разрушения залежей углеводородов, протекающих в подземной гидросфере. Изучая пластовые воды, можно оценить перспективы нефтегазоносности крупных территорий и локальных структур, получить данные об особенностях размещения еще не открытых залежей и характере нефтегазонакопления (газовые или нефтяные залежи).

При разрушении залежей нефти и газа рассеивание углеводородов из залежей протекает через водонасыщенные толщи. Поэтому, исследуя пластовые воды на различных уровнях разреза, можно получить информацию о наличии или отсутствии в недрах залежей нефти и газа.

В свете сказанного представляется, что всестороннее изучение водоносных горизонтов с широким привлечением геологических материалов и учетом истории развития бассейна может оказать большую помощь при поисках и разведке залежей. Гидрогеохимические показатели пластовых вод являются важным звеном в общем комплексе прямых геохимических методов поисков нефтяных и газовых залежей и находят широкое применение на всех стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ.

Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных бассейнов изложена в ряде руководств (В. П. Савченко, 1941; В. Н. Корценштейн, 1963; Ф. А. Алексеев и др., 1967; М. И. Суббота и др., 1972; и др.). Методика предусматривает всесторонний анализ всей водонапорной системы нефтегазоносного бассейна как нижних, так и верхних ее частей (динамика вод, гидрохимия, газонасность вод, геотермия недр, микробиологические показатели), включая рассмотрение региональных и локальных показателей нефтегазоносности, гидрогеохимическое районирование и оценку перспектив нефтегазоносности крупных территорий и локальных структур. Однако если вопросы региональной оценки перспектив нефтегазоносности по гидрогеологическим показателям

разработаны достаточно подробно, то этого нельзя сказать о локальных критериях.

Авторами гидрогеологические показатели нефтегазоносности локальных структур рассмотрены применительно к нефтегазоносным бассейнам Русской платформы. В качестве основного выбран более изученный Урало-Волжский бассейн. Для выбора гидрогеохимических показателей нефтегазоносности локальных структур необходимо было установить особенности изменения гидрогеохимических показателей в водах «пустых» и продуктивных структур, а также рассмотреть закономерности в изменении различных показателей в водах отдельных месторождений по мере удаления от залежей по пласту и в вертикальном разрезе. Вполне естественно, разработка локальных критериев базировалась на анализе региональных гидрогеохимических показателей нефтегазоносности отдельных бассейнов и в целом всей территории платформы.

Автору выражают искреннюю признательность М. И. Курышевой, С. Н. Литвицкой и Г. Г. Симонову, оказавшим большую помощь при подготовке книги к печати.

СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА О ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ КРИТЕРИЯХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Значительное место среди геологических методов, направленных на повышение эффективности поисково-разведочных работ, занимает гидрогеохимический метод, применяемый для оценки перспектив нефтегазоносности крупных территорий и локальных структур. Теоретические основы метода заложены в трудах В. И. Вернадского (1933), В. П. Савченко (1935, 1936 и др.) и В. А. Сулина (1946, 1948). Большую роль в развитии гидрогеохимического метода сыграли работы А. А. Варова, А. А. Черепенникова, Н. К. Игнатовича, Л. А. Гуляевой, А. И. Силина-Бекчурина, Г. М. Сухарева, М. С. Гуревича, Е. Е. Беляковой, Е. А. Барс, М. А. Гатальского, В. А. Кротовой, В. Н. Корпенштейна, А. А. Карцева, М. К. Альтовского, Л. М. Зорькина, Е. С. Гавриленко, Э. Е. Лондон, А. С. Зингера, Е. В. Стадника, Г. А. Могилевского и многих других исследователей. Здесь мы не останавливаемся на развитии представлений о гидрогеохимических критериях нефтегазоносности, поскольку этот вопрос освещен в обширных публикациях различных авторов (В. А. Кротова, 1960, 1962 и др.; Е. А. Барс, 1963; А. А. Карцев, 1963; А. С. Зингер, 1966 и др.).

На основании многочисленных исследований, проведенных в различных нефтегазоносных артезианских бассейнах, определилась следующая совокупность гидрогеохимических показателей:

- 1) общегидрогеологические и палеогидрогеологические;
- 2) гидрохимические (сюда обычно включается и изучение органического вещества);
- 3) газовые;
- 4) гидродинамические;
- 5) геотермические;
- 6) микробиологические.

До недавнего времени многие исследователи при прогнозировании использовали не всю совокупность гидрогеохимических показателей, что приводило к резкому снижению их эффективности в неф-

тегазопоисковой практике. Кроме того, степень применимости тех или иных показателей в различных гидрогеохимических обстановках и районах различна. Так, некоторые показатели солевого и газового составов вод, казавшиеся более или менее достоверными для одного бассейна, для других оказались весьма условными или ограниченно применимыми. Это, например, касается сульфатного показателя, различных микрокомпонентов и др. Даже в пределах одного бассейна, но в разных гидрогеохимических обстановках информативность одних и тех же гидрогеохимических показателей различна. В связи с этим и методика оценки перспектив нефтегазоносности по результатам глубинного гидрогеологического опробования водоносных горизонтов в конкретных гидрогеохимических обстановках отличается специфическими особенностями.

Не доработан и недостаточно детализирован вопрос о роли гидрохимических и геотермических аномалий, которые могут указывать на возможные пути миграции углеводородов. Аномалии обычно не увязываются с тектоническими движениями, особенностями динамики вод, фактором времени и т. п.

В практике нефтегазопоисковых работ на нефть и газ мало используется такой гидрогеохимический показатель, как лобовой и тыловой эффект Савченко (В. П. Савченко и др., 1965; Е. В. Стадник, Ю. И. Яковлев, 1972), исследование которого уже на ранней стадии поисковых работ дает возможность более целесообразно ориентировать поисково-разведочные работы на нефть и газ.

Слабой стороной в изучении вопроса о гидрогеохимических критериях является недостаточная разработанность количественных показателей и методики определения их пределов в водах «пустых» и продуктивных площадей и горизонтов. Мало данных о дальности рассеивания углеводородов из залежей и величине ореола влияния залежи на контурные воды. Даже в таких старых, хорошо изученных нефтегазодобывающих районах, как Урало-Поволжье, Предкавказье и др., эти сведения зачастую отсутствуют. Слабо разработаны региональные и локальные гидрогеохимические критерии применительно к различным стадиям поисковых и разведочных работ.

Основными направлениями дальнейших исследований с целью разработки гидрогеохимических показателей нефтегазоносности недр можно считать следующие.

1. Выявление рационального комплекса гидрогеохимических показателей для конкретных нефтегазоносных бассейнов и различных гидрогеохимических обстановок.

2. Определение величины ореола залежей в нефтегазоносных бассейнах при различных гидродинамических режимах.

3. Установление количественной стороны гидрогеохимических показателей для прогноза нефтегазоносности локальных структур.

4. Диагностика характера скоплений (нефть или газ) исходя из анализа гидрогеохимических критериев.

5. Разработка методики поисков залежей неструктурного типа на основе гидрогеохимических исследований.

6. Внедрение в практику гидрогеохимических критериев на стадии предварительных (рекогносцировочных) поисков залежей нефти и газа.

7. Выявление новых гидрогеохимических критериев нефтегазоносности и научное их обоснование.

Глава II

УРАЛО-ВОЛЖСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Урало-Волжский нефтегазоносный бассейн расположен между Уральскими горами и Тиманом, Каспийским морем и Волгой. Западная граница бассейна (Г. П. Якобсон, 1970 и др.) намечается в пределах Котельничско-Сысольского и Токмовского сводов и Воронежского кристаллического массива. На севере граница проходит в районе сочленения Тимана и Урала, а на востоке — по водоразделу Урала, южному его окончанию — Мугуджарам и Южно-Эмбенскому поднятию. Далее на юге граница проходит по Каспийскому морю южнее Астрахани по глубинному водоразделу вала Карпинского. В пределах Урало-Волжского бассейна выделяется Прикаспийский наложенный нефтегазоносный бассейн (А. А. Карцев, 1963.)

Значительный вклад в дело изучения водонапорной системы Урало-Волжского нефтегазоносного артезианского бассейна по различным вопросам гидрогеологии внесли Т. П. Афанасьев, Е. А. Барс, В. Л. Виноградов, Е. С. Гавриленко, М. А. Гатальский, В. Г. Герасимов, Л. А. Гуляева, М. И. Зайдельсон, И. К. Зерчанинов, А. С. Зингер, Л. М. Зорькин, Н. К. Игнатович, М. С. Кавеев, А. А. Карцев, В. Ф. Клейменов, С. М. Кисельгоф, А. Л. Козлов, В. А. Кротова, Н. В. Кулаков, М. И. Малиновская, В. П. Савченко, А. И. Силин-Бекчурин, Е. И. Синявский, Е. В. Стадник, И. Б. Фейгельсон, А. А. Черепеников, А. И. Чистовский, Г. П. Якобсон, Ю. И. Яковлев и многие другие исследователи, материалы которых в той или иной мере использованы нами при составлении настоящей сводки.

В геологическом строении бассейна принимают участие породы верхнего протерозоя, девона, карбона, перми и мезо-кайнозоя. Мощность осадочного чехла изменяется от нуля и первых десятков метров в пределах Воронежского шита до 10—11 км и более в Предуральском прогибе и Прикаспийской впадине.

В пределах Урало-Волжского бассейна выделяются структуры I, II и III порядков (Н. С. Шатский, 1945).

К структурам I порядка отнесены Воронежский, Токмовский, Жигулевско-Пугачевский, Татарский, Оренбургский, Пермско-Башкирский и Котельничско-Сысольский своды и разделяющие их впадины.

Склоны положительных структур I порядка осложнены в кристаллическом фундаменте разломами, которые проявляются в осадочном чехле в виде пликативных дислокаций, называемых структурами II порядка. Среди них выделяются моноклинали, депрессии и сопряженные с ними зоны поднятий (валы). Структуры III порядка или локальные поднятия, к которым приурочены залежи нефти и газа, располагаются, как правило, вдоль оси структур II порядка.

Залежи нефти и газа открыты в девонских, каменноугольных и пермских коллекторах. Основные запасы связаны с отложениями терригенного девона, нижнего и среднего карбона и с карбонатными породами ниже- и среднекаменноугольного возраста.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВОДОНАПОРНОЙ СИСТЕМЫ

В геологическом разрезе Урало-Волжского нефтегазоносного бассейна выделяется несколько комплексов, которые объединяются в два гидрогеологических этажа: надсолевой и подсолевой, разделенных кунгурской водоупорной толщей. В каждом комплексе имеются один или несколько водоносных горизонтов (пластов). В кровле комплексов залегают слабопроницаемые водоупорные породы. Вся серия осадочных отложений подразделяется на следующие водоносные комплексы: девонских терригенных отложений, карбонатных — верхнего девона и нижнего карбона, терригенных — нижнего карбона, карбонатных — нижнего и среднего карбона, терригенных — среднего карбона, карбонатных отложений нижней перми — среднего карбона и терригенно-карбонатных — верхней перми, мезозоя и кайнозоя. Литолого-стратиграфические особенности комплексов, их мощность и другие характеристики публиковались ранее (Е. В. Стадник, 1967, 1970).

Динамика пластовых вод. Как показал анализ фактических материалов, выполненный в последние годы (Е. В. Стадник, 1967; Е. В. Стадник, Б. М. Зеликина, 1971; В. Ф. Клейменов, 1968; Г. П. Якобсон, 1970), воды палеозойской водонапорной системы Урало-Волжского бассейна движутся от его окраинных частей к зонам наибольшего погружения — к Прикаспийской впадине.

Основными областями питания являются Воронежский и Токмовский своды, Тиманское горное сооружение и передовые хребты Урала. Однако роль Уральских гор в современном питании и создании напоров невелика. Разгрузка вод осуществляется в районах тектонически перенапряженных и ослабленных (бортовые части Прикаспийской впадины, линейные дислокации, долины крупных рек) путем межпластовых перетоков. Скрытые очаги разгрузки отмечаются на общем гидродинамическом фоне участками пониженных напоров, которые сопровождаются гидрохимическими и температурными аномалиями. Зоны с аномальными напорами в южных и средних районах бассейна приурочены к областям Доно-Медведиц-

ких и Степновско-Саратовских дислокаций, Покровско-Никольской зоне и бортовой части Прикаспийской впадины.

Скорости движения пластовых вод в пределах северо-западного обрамления Прикаспийской впадины в среднем составляют (см в год): для девона терригенного 2,7; карбонатного верхнего девона и нижнего карбона 6,1; терригенного нижнего карбона 16,6; карбонатного нижнего и среднего карбона 9,7; терригенного среднего карбона 51,1; карбонатных надверейских отложений 88,7 (Е.В. Стадник, 1967).

Гидрохимическая характеристика. Для палеозойской водонапорной системы бассейна характерно развитие хлоркальциевых вод различной минерализации. На западных площадях восточного склона Воронежского и юго-восточных склонов Токмовского и Котельничско-Сысольского сводов, в районах выхода пород карбона на поверхность или перекрытия их мезозойскими осадками (Арчидинско-Донской блок, Жирновско-Бахметьевский и Тепловско-Ириновский участки, площади Балаковской вершины Жигулевско-Пугачевского свода и др.) развиты воды сульфатно- и гидрокарбонатно-натриевого и хлормagneиевого типов. При движении вод на юго-восток в сторону погружения палеозойских отложений происходит изменение типов вод от гидрокарбонатно- и сульфатнонатриевого к хлоркальциевому. В этом же направлении возрастает общая минерализация вод, растут содержания брома, йода, бора и других микрокомпонентов (Е. В. Стадник, 1966, 1967, 1970 и др.). Химический состав подземных вод изменяется также при увеличении глубины их залегания. Слабоминерализованные воды гидрокарбонатно-, сульфатнонатриевого и хлормagneиевого типов, распространенные в верхних горизонтах осадочной толщи в зоне свободного водообмена, с увеличением глубины сменяются более минерализованными хлоркальциевыми водами, переходящими затем в рассолы, которые на больших глубинах достигают высоких концентраций (зона застойных вод).

Газонасыщенность пластовых вод. Состав газов пластовых вод изменяется от метанового и азотно-метанового до метаново-азотного и азотного. Азотные и метаново-азотные газы распространены в северных и крайних западных районах бассейна. В южном и юго-восточном направлениях к Прикаспийской впадине и Предуральскому прогибу газы приобретают азотно-метановый и метановый составы с одновременным обогащением тяжелыми углеводородами. Газонасыщенность пластовых вод изменяется от нескольких десятков кубических сантиметров на литр на крайнем западе, севере и северо-западе бассейна до 3000 см³/л и более в прибортовых частях Прикаспийской впадины.

В северных районах бассейна воды значительно недонасыщены, газовые факторы составляют в среднем 200—300 см³/л. Максимальная газонасыщенность вод отмечена в бавлинских отложениях Предуральского прогиба (Шиханская площадь, скв. 5), где она составляет 1540 см³/л, и на Оренбургском месторождении, где в подо-

ивенных водах месторождения содержится до $3000 \text{ см}^3/\text{л}$ газа.

Общая упругость растворенных газов изменяется от первых единиц до 400 кгс/см^2 и более, возрастая в сторону Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины. В этом же направлении повышаются значения коэффициентов насыщения вод газами, и в прибрежных районах Прикаспийской впадины выделяется зона предельного насыщения пластовых вод. Судя по характеру изменения газонасыщенности, упругости и коэффициента насыщения вод газами к бортовому уступу, можно предположить условия предельного насыщения пластовых вод углеводородными газами для палеозойских отложений и самой Прикаспийской впадины.

Геотермическая характеристика недр. По отдельным водоносным комплексам температуры возрастают в сторону погруженных частей Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба от $20\text{—}30$ до $80\text{—}120^\circ\text{C}$ и более. В этом же направлении снижаются величины геотермических ступеней. На общем фоне выделяются положительные температурные аномалии в районах Арчединско-Донских, Коробковских, Елшано-Сергиевских, Степново-Фурмановских и Жигулевских дислокаций, на юге Пермской области, в районе Бирской седловины, которые указывают на внутреннюю разгрузку подземных вод. Отрицательные аномалии отмечены на площадях Жирновско-Бахметьевского, Тепловско-Ириновского и Балаковского участков. На севере бассейна самые низкие температуры приурочены к площадям Косьвинско-Чусовской седловины. Понижение температур здесь происходит в сторону Юрюзано-Сылвенской депрессии. Геотермический режим отдельных водоносных комплексов зависит от литологического состава вмещающих пород. Как правило, водоносные комплексы терригенных отложений отмечаются пониженными значениями геотермической ступени, с обогащением терригенных толщ карбонатными включениями величина ее повышается. Водоносные комплексы терригенных отложений характеризуются следующими, наиболее часто встречающимися величинами геотермической ступени: в девонском от 20 до $30 \text{ м}^\circ\text{C}$, в нижнекаменноугольном — от 30 до $40 \text{ м}^\circ\text{C}$ и среднекаменноугольном — от 35 до $45 \text{ м}^\circ\text{C}$. В комплексах карбонатных пород значения обычно колеблются: в верхнедевонско-нижнекаменноугольном — от 35 до $45 \text{ м}^\circ\text{C}$, ниже-среднекаменноугольном — от 40 до $50 \text{ м}^\circ\text{C}$ и надверейском — от 50 до $60 \text{ м}^\circ\text{C}$ (Е. В. Стадник, 1967). Максимальные значения геотермической ступени (до $200 \text{ м}^\circ\text{C}$) фиксируются в разрезах соленосной перми.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР

Общие гидрогеологические показатели

Общие гидрогеологические условия палеозойской водонапорной системы Урало-Волжского бассейна в целом характеризуются высо-

кой закрытостью недр. Об этом свидетельствует химический состав подземных вод: наличие хлоркальциевых вод с минерализацией 30—80 г/л на глубинах 300—500 м, быстрое нарастание общей суммы солей с глубиной, накопление брома, йода и т. п. Закрытость недр резко возрастает в районах развития пермской соленосной покрывки.

Гидрохимические показатели

Типы вод и общая минерализация. В разрезе подсолевого палеозоя распространены воды преимущественно хлоркальциевого типа. Исключение составляют верхние горизонты свободного водообмена, где встречаются воды других типов (по В. А. Сулину). Минерализация вод зависит от глубины залегания отложений, характера гидрогеологической закрытости недр и т. п. В то же время тип вод и общая минерализация не зависят от наличия или отсутствия залежей углеводородов и поэтому не могут служить показателями нефтегазоносности.

Содержание сульфатов в пластовых водах. На региональном фоне контурные воды нефтегазовых залежей характеризуются пониженными концентрациями сульфатов. Степень десульфирования вод возрастает с приближением к залежи. Наибольшая контрастность в изменении сульфатного показателя чаще проявляется в водах нефтяных и газонефтяных залежей. В тыловых частях залежей зона десульфированных вод значительно смещается по направлению подземного потока (рис. 1).

Нечетко лобовой и тыловой эффект проявляются в водах наиболее погруженных залежей терригенного девона на площадях Нижнего Поволжья (Соколова Гора, живетский пласт D₂V), в пределах которых пластовые воды даже в непосредственной близости от контура на 40—70% насыщены сульфатами. Обычно в водах терригенного девона сульфатредуцирующие бактерии отсутствуют (Е. В. Стадник, 1967).

Очевидно в условиях Урало-Волжского бассейна сульфатный показатель эффективен до глубин 2000—3000 м (преимущественно воды верхнедевонско-каменноугольно-пермских отложений). Сульфаты как показатель наличия залежей нефти теряют силу в случае залегания вод в соленосных отложениях и на значительных глубинах, в которых содержание сульфат-иона обычно предельное.

Бром. Концентрации брома варьируют от единиц до 1000 мг/л и более. Минимальные содержания фиксируются по верхним комплексам отложений и площадям, приближенным к областям современной инфильтрации, максимальные — в погруженных частях Приволжской моноклинали, Предуральского прогиба и глубоких внутриплатформенных депрессий.

Концентрации брома увеличиваются со стратиграфической глубиной и не зависят от состава водовмещающих отложений. В региональном плане содержание брома возрастает в восточном и юго-

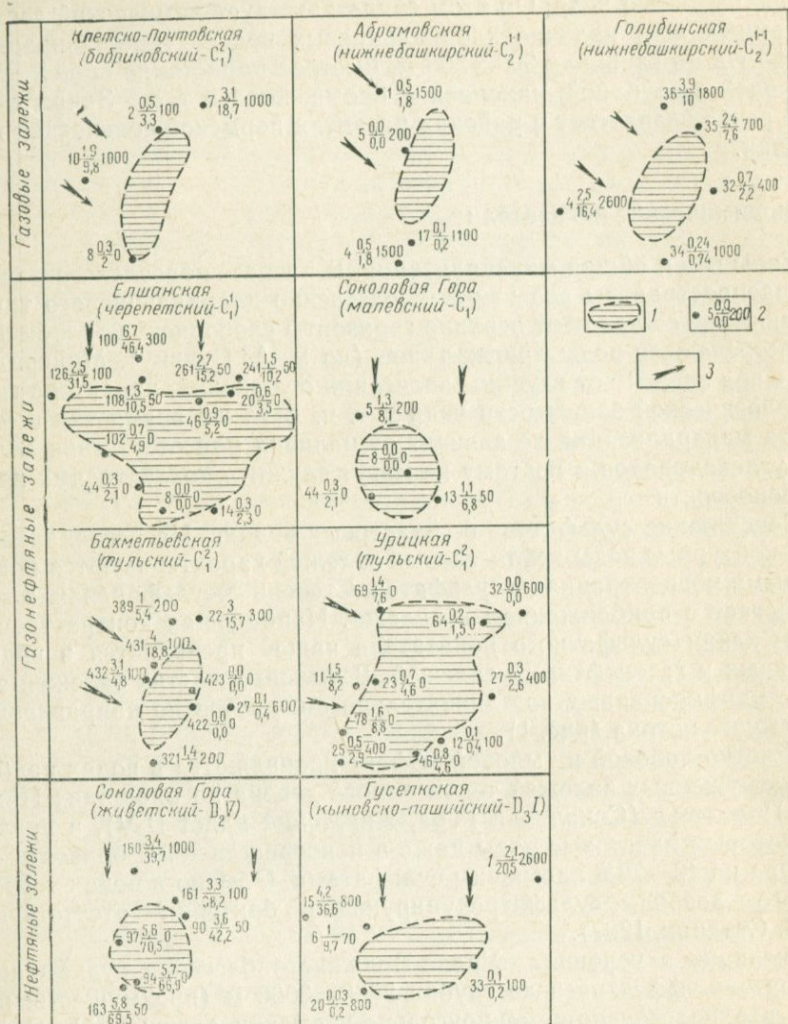


Рис. 1. Содержание сульфатов в пластовых водах продуктивных горизонтов Урало-Волжского нефтегазоносного бассейна. Составил Е. В. Стадник, 1967.

1 — внешний максимальный контур нефтегазоносности; 2 — скважины (в числителе — содержание сульфатов в водах в мг-экв/л, в знаменателе — степень насыщения вод сульфатами в %, перед дробью — номер скважины, после дробы — примерное расстояние до контура нефтегазоносности в м); 3 — региональное направление подземных вод.

восточном направлении к Прикаспийской впадине и Предуральскому прогибу.

Связь между содержанием брома и общей минерализацией наблюдается лишь до определенных концентраций рассолов. В высо-

коконцентрированных водах устанавливается лишь корреляция между содержанием брома и кальция (А. Н. Козин, 1960; Е. В. Стадник, 1967 и др.). Анализ большого фактического материала показал, что повышенные концентрации брома не имеют связи с залежами нефти и газа. Накопление брома в водах происходит независимо от нефтегазонасности водовмещающих пород. Поэтому нет оснований утверждать, что бром поступает в воды из залежей.

Йод. В водах палеозойских отложений йода содержится от следов до 20 мг/л и более. Концентрация его возрастает с запада и северо-запада на восток и юго-восток. Зависимость содержания йода от глубины залегания водоносных комплексов и общей минерализацией слабая. Повышенные концентрации йода отмечаются в водах водоносного комплекса карбонатных отложений верхнего девона и нижнего карбона. Этот комплекс отложений в значительной степени обогащен органическим веществом.

Максимальные концентрации йода в пределах бассейна фиксируются как в водах, контактирующих с крупными залежами нефти и газа, так и в водах «пустых» горизонтов и структур (Е. В. Стадник, 1967). Воды некоторых месторождений зачастую обеднены йодом. Поэтому йод не может быть использован в качестве прямого показателя на нефть и газ. Однако вполне возможно использование йода в качестве косвенного гидрохимического показателя, указывающего на степень обогащения органическим веществом изучаемых отложений.

Бор. В пластовых водах бора содержится от долей единицы до 50 мг/л и более. Количество его возрастает к Прикаспийской впадине и Предуральскому прогибу. Эта закономерность нарушается на участках развития соленосных отложений перми, по водам которых наблюдаются аномально высокие концентрации бора. Зависимость содержания бора от глубины достаточно четкая, а от общей минерализации — едва уловимая (Е. В. Стадник, 1967, 1970). Высокие содержания бора фиксируются как в контурных водах залежей нефти и газа, так и в водах «пустых» структур и горизонтов. С другой стороны, многие залежи омываются водами, обедненными солями бора.

Аммоний. Концентрации аммония изменяются от следов до 200 мг/л и более и увеличиваются к Предуральскому прогибу и Прикаспийской впадине. Не наблюдается четкой зависимости между накоплением аммония в пластовых водах и общей суммой солей. Намечается приуроченность повышенных концентраций аммония к горизонтам, обогащенным органическим веществом (верхнедевонско-нижнекаменноугольный и ниже-среднекаменноугольный водоносные комплексы). Наиболее высокое содержание аммония отмечается в Предуральском прогибе (М. И. Зайдельсон, 1963; В. С. Соболева, 1968).

В водах подсолевых отложений северо-западного обрамления Прикаспийской впадины в непродуктивных горизонтах и скважинах, удаленных от залежей, содержание аммония обычно не превы-

шает 20—80 мг/л (фоновые концентрации). По сравнению с фоном контурные воды обогащены аммонием в 5—10 раз. Такие же концентрации аммония имеют и воды горизонтов, по которым отмечены интенсивные нефтегазопроявления. Максимальные содержания солей аммония отмечаются в пробах воды, отделенных от нефти (Е. В. Стадник, 1966, 1967). В контурных водах газовых залежей северо-западного обрамления Прикаспийской впадины (Абрамовская, Голубинская, Клетско-Почтовская, Саушинская и др.) концентрации аммония составляют 80—120 мг/л. Аналогичная разница между водами «пустых» и продуктивных структур прослеживается на площадях Куйбышевско-Оренбургского Поволжья и Пермского Прикамья.

Региональные (фоновые) концентрации аммония в водах отдельных районов бассейна существенно отличаются. Однако во всех случаях на общем фоне намечается возрастание концентраций аммония по мере приближения к контуру нефтегазоносности (рис. 2). Масштабы влияния залежи на окружающие воды в лобовых и тыловых ее частях оказываются различными. В зависимости от динамичности подземных вод влияние залежей в лобовых частях прослеживается обычно на сравнительно коротком расстоянии (не более 500—1000 м), в тыловой части зона взаимодействия возрастает в 2—3 раза (более 200 м). Влияние залежи на содержание аммония сказывается и на водоносных горизонтах, залегающих над залежью (Е. В. Стадник, 1966, 1970).

Изложенное позволяет считать аммоний важным гидродинамическим показателем нефтегазоносности (в основном нефтеносности).

Бензол. Составной частью нефтей являются ароматические углеводороды, которые хорошо растворяются в жидкостях и газах, причем наивысшей растворимостью обладает бензол. С повышением температуры степень растворимости бензола возрастает. Хорошая растворимость бензола, его устойчивость к окислителям и генетическое родство с нефтью позволяют считать бензол надежным показателем нефтегазоносности (А. С. Зингер, 1966; Е. В. Стадник, 1966 и др.).

В водах родников и источников Нижнего Поволжья бензол отсутствует. Как правило, бензол не обнаруживается и в водах «пустых» структур. В скважинах, далеко удаленных от контура залежей нефти и газа, а также в водах пластов, не содержащих залежи, но расположенных в пределах продуктивных площадей, бензол обычно отсутствует, или его концентрации не превышают тысячных долей миллиграмма на литр. Влияние залежи на окружающие воды обычно не распространяется по вертикали более чем на 50—80 м. Правда, имеются исключения, когда залежь «ощущается» даже на расстоянии свыше 200—400 м (Е. В. Стадник, 1967).

Воды, контактирующие с чисто газовыми залежами (Абрамовская, Саушинская, Клетско-Почтовская, Голубинская и др.), обогащены бензолом в количествах, не превышающих сотых долей миллиграмма на литр. В случае наличия газоконденсатных или же га-

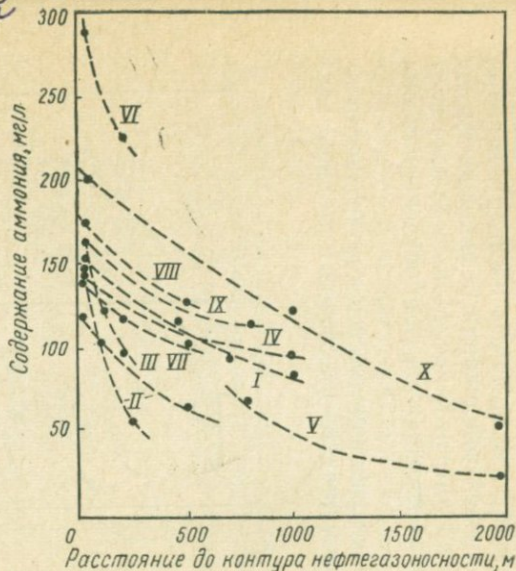
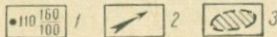
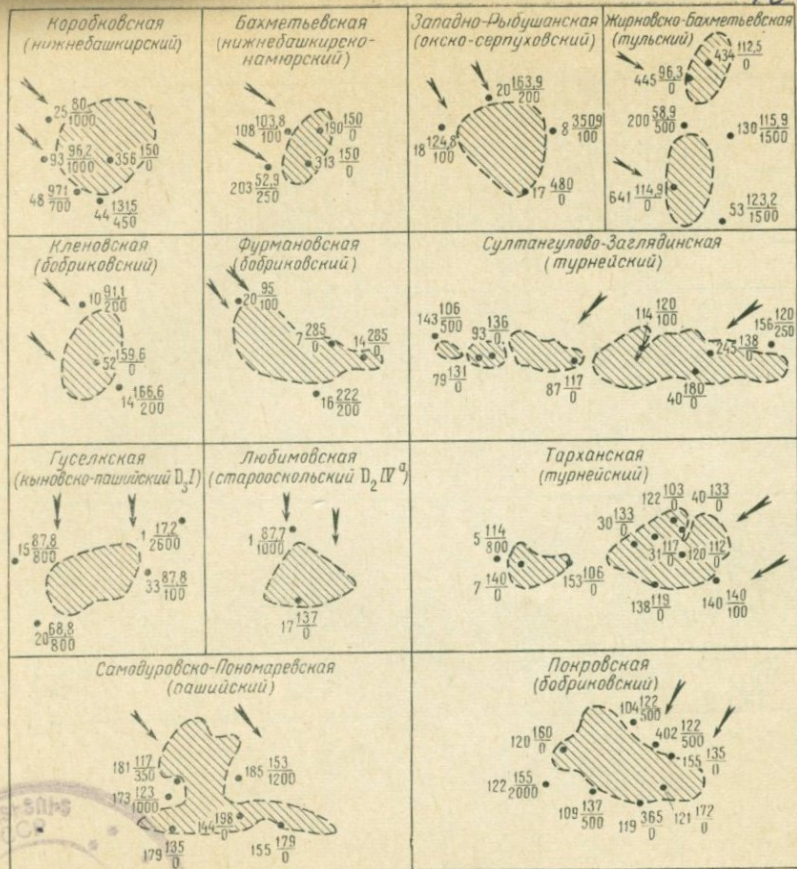
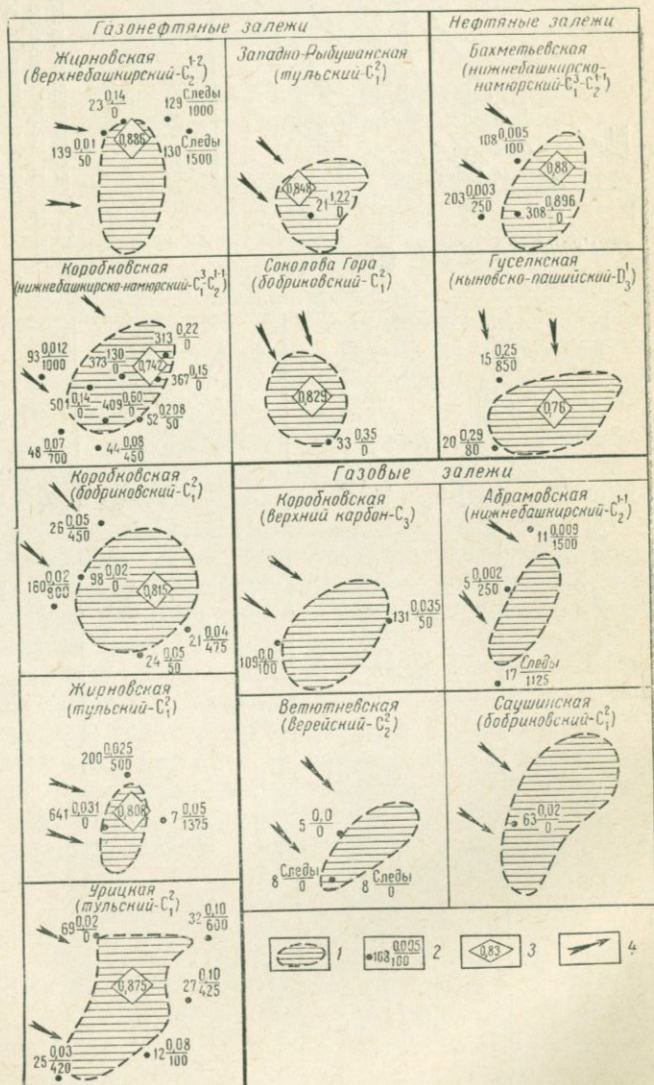


Рис. 2. Содержание аммония в пластовых водах нефтяных и нефтегазовых залежей Урало-Волжского нефтегазового бассейна.
 Составил Е. В. Стадник, 1970.

1 — скважины, по которым определялось содержание аммония (перед дробью — номер скважины, в числителе — содержание аммония в мг/л, в знаменателе — примерное расстояние до контура нефтегазоносности в м); 2 — региональное направление движения подземных вод; 3 — внешний максимальный контур нефтегазоносности. Обобщенный график: I — Коробковская, II — Жирновско-Бахметьевская, III — Кленовская, IV — Любимовская, V — Гуселская, VI — Фурмановская, VII — Султангулово-Заглядинская, VIII — Покровская, IX — Тарханская, X — Самодуровско-Пономаревская.

зовых залежей с нефтяной оторочкой концентрация бензола возрастает (иногда до десятых долей миллиграмма на литр). В водах нефтяных и нефтегазовых залежей содержание бензола достигает десятых долей миллиграмма на литр и более. Максимальные концентрации отмечаются в пробах из скважин, где получены притоки воды с нефтью.

Содержание бензола в водах увеличивается к контуру нефтегазоносности. Это нарастание неодинаково в лобовой и тыловой частях залежи (рис. 3).



Устанавливается зависимость между содержанием бензола в контурных водах и плотностью нефтей (А. С. Зингер, 1966). Высокие концентрации бензола отмечаются в водах, контактирующих с легкими нефтями. При прочих равных условиях бензола обычно содержится больше в водах с более высокими температурами, однако имеются и исключения. Наблюдается зависимость содержания бензола от газового фактора пластовых вод: повышенные количества бензола, как правило, отмечаются в водах с высокой газонасыщенностью.

Очевидно бензол следует рассматривать в качестве прямого гидрохимического показателя наличия в недрах углеводородов. Более того, различия в содержаниях бензола в водах разных горизонтов позволяют давать заключение даже о вероятном характере залежи — газовая она или нефтяная.

Толуол. В составе нефтей различных нефтегазоносных провинций установлено преобладание толуола над бензолом (табл. 1), что позволяет расценивать толуол как возможный показатель нефтегазоносности.

В водах Урало-Волжского бассейна толуол изучен лишь на площадях Нижнего Поволжья (А. С. Зингер, Т. Э. Кравчик, 1969), где исследовались поверхностные воды, воды «пустых» горизонтов и структур и воды, контактирующие с залежами нефти и газа (табл. 2).

Концентрация толуола в пластовых водах Нижнего Поволжья изменяется от следов до 1,5 мг/л. В поверхностных водах свободного водообмена, «пустых» структур и горизонтов толуола, как правило, нет. Его эпизодическое присутствие в водах горизонтов, не содержащих залежей нефти и газа в пределах продуктивных структур, объясняется А. С. Зингером

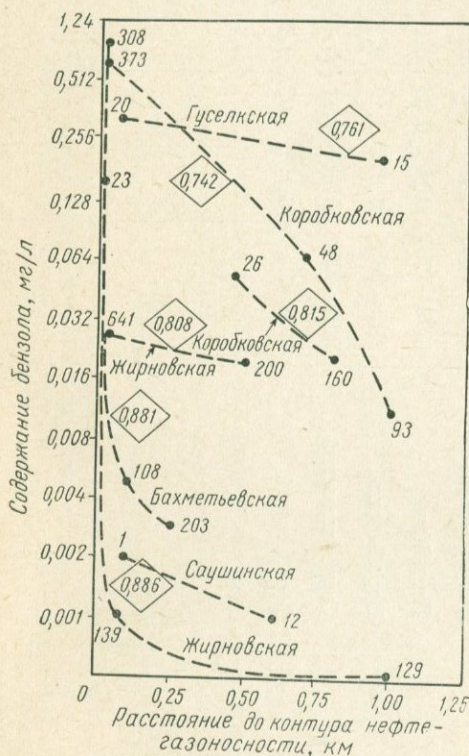


Рис. 3. Содержание бензола в пластовых водах продуктивных горизонтов Нижнего Поволжья. Составил Е. В. Стадник, 1967.

1 — внешний максимальный контур нефтегазоносности; 2 — скважины, по которым определялось содержание бензола (перед дробью — номер скважины, в числителе — содержание бензола в мг/л, в знаменателе — примерное расстояние до контура нефтегазоносности в м); 3 — плотность нефти в залежи в г/см³; 4 — региональное направление движения подземных вод.

Содержание бензола и толуола в нефтях месторождений Саратовской области (по данным Н. В. Кулакова и др., 1964—1967 гг.; А. С. Зингер, Т. Э. Кравчик, 1969)

Месторождение	№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Плотность нефти, г/см ³	Содержание бензола и толуола, % вес.					
					в расчете на нефть			в расчете на фракции до 1500°C		
					бензол	толуол	$\frac{\text{бензол}}{\text{толуол}}$	бензол	толуол	$\frac{\text{бензол}}{\text{толуол}}$
Колотовское	37	Верхнебашкирский	1448—1490	0,821	0,06	0,26	0,26	0,32	1,30	0,24
	34	Тулский	1792—1810	0,808	0,05	0,26	0,20	0,17	0,97	0,17
Песчаноуметское	23	Бобриковский	1905—1965	0,842	—	0,02	—	—	0,14	—
Соколовогорское	73	Пашийский	1773—1784	0,829	0,05	0,23	0,21	0,27	1,05	0,23
	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

Содержание бензола и толуола в подземных водах Нижнего Поволжья
(по данным А. С. Зингера и Т. Э. Кравчик, 1969)

Площадь	№ скв.	Интервал перфорации, м	Возраст опробованного горизонта	Литологический состав пород	Минерализация воды, г/л	Содержание, мг/л		Толуол
						бензол	толуол	
Законтурные и внутриконтурные воды газовых залежей								
Спортивная	5	1835—1850	Триас	Терригенные	272,2	0,20	0,03	6,6
	5	1784	» »	»	209,8	0,60	0,50	1,2
Некрасовская	42	1503—1501	Мелекесский	»	175,2	0,29	0,20	1,4
	136	1512—1518	» »	»	—	0,20	0,15	1,3
Степновская	16	1728—1734	Бобриковский	»	213,7	0,26	0,13	2,0
Родионовская	8	1240—1244	Черемшанский	»	128,5	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	1,0
	15	2721—2723	Живетский	»	229,5	0,12	0,04	3,0
Квасниковская	23	2670—2650	» »	»	246,3	0,28	0,07	4,0
Законтурные и внутриконтурные воды газонефтяных залежей								
Восточно-Сусловская	42	1850—1869	Живетский	Терригенные	131,3	1,50	1,50	1,0
	17	2739—2767	Кыновско-пашийский	»	202,3	0,18	0,04	4,5
Любимовская	7	2636—2642	» »	»	195,8	0,12	0,04	3,0
Воды горизонтов с неустановленной нефтегазоносностью в пределах продуктивных структур								
Некрасовская	37	879—904	Верхний карбон	Карбонатные	139,0	Нет	Нет	—
	3	2190—2204	Триас	Терригенные	254,7	0,02	»	—
Куриловская	2	785—787	Верейский	•	63,3	Нет	•	—
Языковская	9	2874—2863	Живетский	•	264,4	0,13	0,08	1,6
Приволжская	17	2894—2898	Мосоловский	Карбонатные	231,0	0,05	Нет	—

и Т. З. Кравчик явлением вертикального ореольного рассеяния из залежей.

Значение толуола как гидрохимического показателя близко в общем случае к значению бензола. Однако вследствие более сложного строения молекулы толуола и меньшей его растворимости он обладает меньшей миграционной способностью, чем бензол. Так, при температуре 18—20°C растворимость бензола в 100 г воды составляет 0,08 г, тогда как для толуола при температуре 16°C она почти в 2 раза ниже (0,05 г). По этой причине толуол реже встречается в водах скважин, далеко удаленных от контура нефтегазонасности или пробуренных на непродуктивных структурах. В связи с этим появление толуола в водах может однозначно указывать на их связь с нефтегазонасностью изучаемых отложений.

Распределение концентраций толуола в водах, как и бензола, не коррелируется ни с величиной минерализации подземных вод, ни с литологическим составом водовмещающих пород. Основными источниками появления в пластовых водах толуола и бензола являются залежи нефти. Поэтому ароматические углеводороды в водах, в частности бензол и толуол, можно рассматривать в качестве прямых гидрохимических показателей нефтегазонасности.

Фенолы. Как показали исследования, проведенные А. С. Зингером, В. И. Малиновской и другими исследователями, концентрации фенолов в водах Нижнего Поволжья колеблются в пределах 0,15—1,0 мг/л, а в Оренбургской области — от нуля до 1,64 мг/л. Такая сравнительно небольшая концентрация фенолов (в водах Северного Кавказа от 1 до 10 мг/л) объясняется, очевидно, высокой минерализацией вод, низкой щелочностью, а также высоким содержанием кальция. Отмечается уменьшение концентрации фенолов с удалением от контура продуктивности, наиболее заметно оно начинает ощущаться при удалении скважин от контура на расстояние до 1500 м (А. С. Зингер, 1966).

Вверх по разрезу от продуктивных горизонтов концентрации фенолов также уменьшаются. По данным А. С. Зингера (1966), для структур Нижнего Поволжья ореол влияния нефтяных и газовых залежей по вертикали прослеживается до 80 м. Причем вертикальное влияние газовых залежей значительно меньше, чем легкой нефти. По данным А. С. Зингера, на расстоянии 70—80 м от газонасного пласта содержание фенолов падает до фоновых концентраций (0,15—0,03 мг/л).

Устанавливается тесная связь концентраций фенолов в подземных водах с составом нефтей: с увеличением содержания в нефтях фракций ароматических углеводородов, выкипающих при температурах от 200 до 400°C, происходит резкое увеличение количества фенолов (А. С. Зингер, 1966).

На территории Нижнего Поволжья в водах непродуктивных структур и в поверхностных водах концентрация фенолов не превышает 0,15 мг/л (очевидно, концентрации до 1,15 мг/л можно считать фоновыми). Концентрация фенолов в водах, контактирующих

с углеводородными залежами, как правило, превышает фоновую величину. Воды, контактирующие с залежами газа, характеризуются более низкими содержаниями фенолов, чем воды нефтяных месторождений, что отчетливо наблюдается для районов Волгоградского Поволжья (С. М. Кисельгоф, 1965 и др.). Содержание фенолов снижается по мере удаления от контура нефтеносности. Влияние залежей по пласту в ряде случаев ощущается на расстоянии более 2000 м (А. С. Зингер, 1966; С. М. Кисельгоф и др., 1961).

Имеющиеся данные показывают, что фенолы попадают в контактирующие воды непосредственно из залежей и тесно связаны с определенными фракциями ароматических углеводородов нефтей. Поэтому они при определенных условиях могут служить надежным показателем нефтегазоносности.

Фосфор. Работы по изучению фосфора, растворенного в подземных водах Урало-Волжского бассейна, проводились В. И. Малиновской (1968), А. С. Зингером и А. К. Жутовт (1970). Этими исследованиями подтверждено, что органические соединения фосфора входят в состав нефтей и из них попадают в контактирующие воды.

Содержание фосфора в водах Нижнего Поволжья колеблется от 0,01 до 8,75 мг/л при фоновых концентрациях 0,01—0,2 мг/л (табл. 3). Содержание его в водах не зависит от минерализации, глубины залегания водоносных горизонтов и литологии водовмещающих пород. Характерно, что в породах количество органического фосфора варьирует от 0,28 до 0,40 мг/кг и не зависит от литологии и их продуктивности. Исходя из этого можно полагать, что фосфор попадает в подземные воды в основном из залежей и, следовательно, при соответствующих условиях его можно использовать как показатель нефтегазоносности локальных структур.

Концентрации фосфора в водах снижаются по мере удаления от контура. Так, на Урицкой площади в скв. 32, удаленной от контура на 600 м, количество фосфора равно 0,02 мг/л, т. е. снижается по сравнению с количеством его в контурных водах в 7 раз. Аналогичная картина наблюдается и на Самодурово-Понамаревской площади, где концентрации фосфора уменьшаются в 8—16 раз при удалении от контура залежи от 200 до 600 м.

Большое влияние на содержание в водах органического фосфора оказывает состав нефтей. Воды, контактирующие с легкими нефтями, характеризуются высоким содержанием фосфора (0,3—0,79 мг/л). Воды, контактирующие с тяжелыми нефтями, характеризуются содержанием фосфора в пределах фона (А. С. Зингер, 1966). Наиболее отчетливо по органическому фосфору выделяются газовые и газоконденсатные залежи. Колебания количества органического фосфора в приконтурных зонах газовых залежей составляют 0,82—3,5 мг/л, в законтурных зонах 0,24—1,26 мг/л.

Содержание органического фосфора в пластовых водах Нижнего Поволжья
и Оренбуржья, контактирующих с залежами
(по данным В. И. Малиновской и А. С. Зингера, 1968)

Площадь	№ скв.	Глубина, м	Возраст	Тип залежи	Расстояние от контура, м	Содержание фосфора, мг/л
Степновская	16	1728—1734	Бобриковский	Газ	1125	1,25
	16	1785—1790	Малевский	Газ, нефть	1300	0,79
Суровская	11	1164—1189	Черепетский	Газ	90	0,30
Фурмановская	21	964—966	Верхнебашкирский	Газ, нефть	500	0,50
Восточно-Сусловская	20	1886—1884	Воробьевский	То же	200	0,39
	4	1890—1010	»	»	1300	0,03
Южно-Советская	18	1918—1930	Ардатовский	Нефть	400	0,33
Гуселкская	20	1786—1801	Пашийский	»	80	0,30
Дмитриевская	6	1786—1801	Тульский	Газ, нефть	650	0,27
Западно - Рыбушанская	27	1722—1797	Окский	То же	700	0,18
	21	1829—1828	Тульский	Газ	0	1,30
Жирновская	7	1127—1130	Тульский	Нефть	—	0,07
Твердиловская	11	3252—3260	D ₃ ¹ P	Нефть	336	0,04
		1799—1801	C ₂ ¹	Нефть	900	0,07
Гремячевская	60	3291—3295	D ₂	Нефть	—	0,3
Краснооктябрьская	54	—	D ₂ ¹ P	»	—	0
Осиновская	51	2787—2797	»	»	—	0
Бахметьевская	316	444—427	Каширский	»	0	0,82
Старицкая	7	1325—1328	Черепетский	Газ, конденсат	0	0,48
Фурмановская	8	1343—1346	Бобриковский	Газ, нефть	0	0,58
Ширококарамышская	6	1163—1168	Мелекесский	»	0	0,20
Урицкая	32	1521—1525	Тульский	»	600	0,12
	69	1511—1504	»	»	0	0,03
	38	1448—1451	»	»	0	0,15
	28	960—967	Верейский	Газ	0	0,15
Александровская	25	2564—2572	Воробьевский	Газ, нефть	0	0,06
Пилогинская	78	—	P _{1a}	Нефть	—	0,24
Покровская	104	2463—2476	C ₁ ² V	—	550	1,10
	156	—	C ₂ ² V ₂	»	—	0,15
	109	2360—2376	C ₁ ² V	»	—	0,22
	167	1690—1704	»	»	855	0
	76	1816—1818	C ₂ ¹	»	860	0,18
Могутовская	111	1744—1749	C ₂ ¹	»	889	0,02
Родинская	207	1824—1826	»	»	895	0,11
Пронькинская	44	1858—1867	»	»	870	0
	80	1830—1840	»	»	870	0
	37	1614—1618	C ₁ ¹	»	871	0,24
Султангуловская	114	1610—1615	»	»	—	0,09
	78	1840—1849	»	»	880	1,13
Южно-Султангуловская	185	2323—2333	»	Нефть	—	0,02
Пономаревская	142	2232—2234	D ₃ ¹ P	—	857	0,15
	173	2248—2251	»	—	—	0,04
	176	2226—2228	»	—	—	0,07
	179	—	»	—	—	0,32
	181	2216—2207	»	—	—	0,04

Для гидрогеохимической обстановки Урало-Волжского нефтегазоносного бассейна характерно изменение состава растворенных газов с удалением от контура продуктивности. Максимальные содержания метана и его гомологов фиксируются в приконтурных частях залежей. С удалением от контура продуктивности концентрация углеводородных газов уменьшается при возрастании доли азота. Эта закономерность наблюдается в водах газовых, нефтяных и нефтегазовых залежей (рис. 4—6). Разница заключается лишь в том, что в водах нефтяных залежей концентрации тяжелых углеводородов более высокие по сравнению с концентрациями в водах газовых залежей, где концентрации гомологов метана столь незначительны, что проследить их снижение по удалению от водногазового контакта не представляется возможным.

Закономерности в изменении составов растворенных газов в зависимости от расстояния до контура нефтегазоносности прослеживаются в водах залежей всех комплексов (рис. 4—6).

Газонасыщенность пластовых вод и упругость газа уменьшаются с удалением от контура нефтегазоносности. В этом же направлении наблюдается увеличение парциальной упругости метана и тяжелых углеводородов.

Непосредственно на контакте газ — вода пластовые воды обычно предельно насыщены газами. На контакте нефть — вода давления насыщения воды газом обычно равны давлению насыщения нефти газом (рис. 4—6).

Давление подземных вод обуславливает смещение контактов нефть — вода и газ — вода. (В. П. Савченко, 1957) и зоны взаимодействия залежи в направлении регионального потока вод (В. Н. Корценштейн, 1963; В. П. Савченко, 1965 и др.). В результате ширина этой зоны в лобовой части залежи уменьшается, а в тыловой — увеличивается. В общем случае смещение зоны взаимодействия залежи в направлении движения пластовых вод приводит к обогащению тыловой части ловушки углеводородными газами, продуктами их окисления и другими специфическими компонентами. Причем в тыловой части залежи падение газонасыщенности и упругости растворенного газа по мере удаления от контура нефтегазоносности резко замедляется (рис. 4—6).

Таким образом, высокие содержания углеводородов в растворенных газах Урало-Волжского бассейна являются благоприятным признаком нефтегазоносности. Содержание тяжелых углеводородов в составе газов, кроме того, может указать и на характер залежи (нефтяная или газовая). Весьма важным показателем для установления скоплений углеводородов является упругость растворенных газов, увеличивающаяся в зоне контакта с залежью. При оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур необходимо учитывать явление лобового и тылового эффекта, несомненно имеющего важное значение в практике поисков нефти и газа.

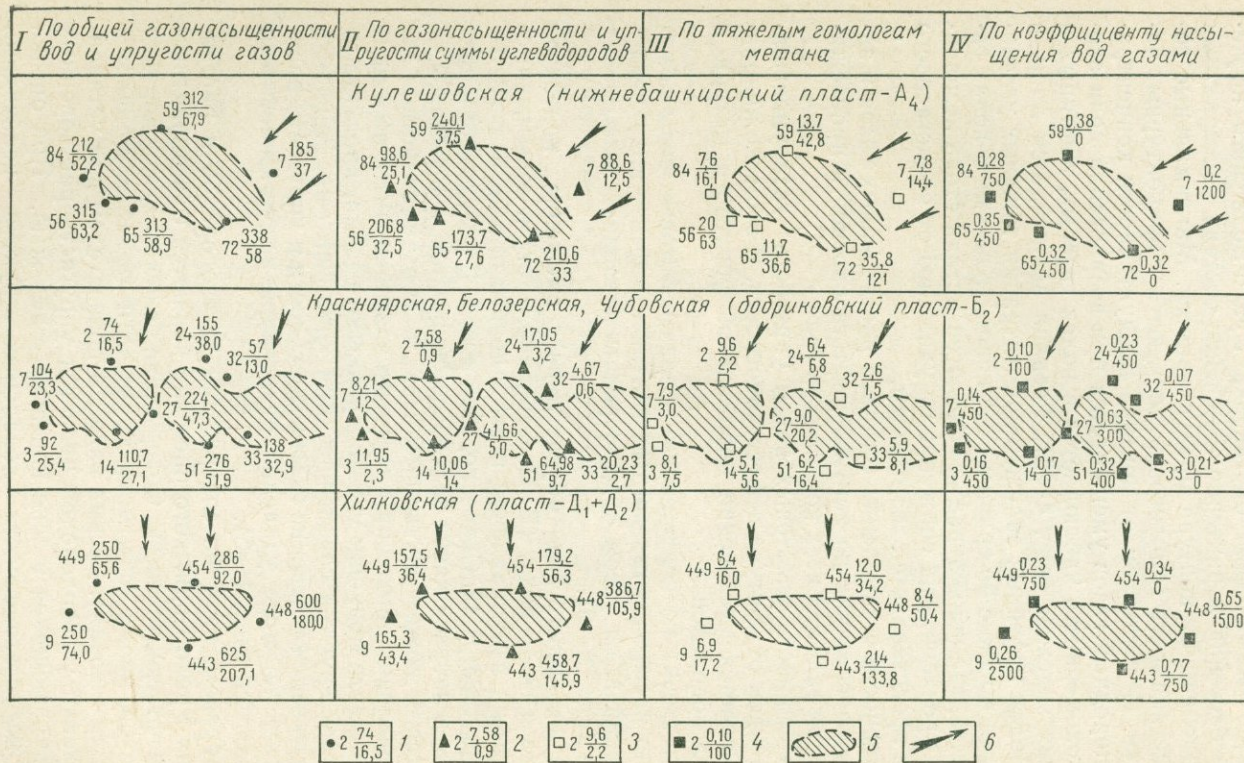


Рис. 4. Изменение газовой составляющей в подземных водах нефтяных месторождений Среднего Поволжья. Составили, Е. В. Стадник, Ю. И. Яковлев, 1970.

1 — характеристика общей газонасыщенности вод и упругости газов (перед дробью — номер скважины, в числителе — общая газонасыщенность в см³/л, в знаменателе — общая упругость в кгс/см²); 2 — характеристика газонасыщенности вод и упругости суммы углеводородных газов (перед дробью — номер скважины, в числителе — газонасыщенность углеводородов в см³/л, в знаменателе — упругость углеводородных газов); 3 — характеристика по тяжелым углеводородам (перед дробью — номер скважины, в числителе — газонасыщенность тяжелых углеводородов в % объем., в знаменателе — их газонасыщенность в см³/л); 4 — характер фазового равновесия (перед дробью — номер скважины, в числителе — коэффициент насыщения вод газами, в знаменателе — примерное расстояние до контура нефтягазоносности в м); 5 — внешний максимальный контур нефтягазоносности; 6 — региональное направление движения вод.

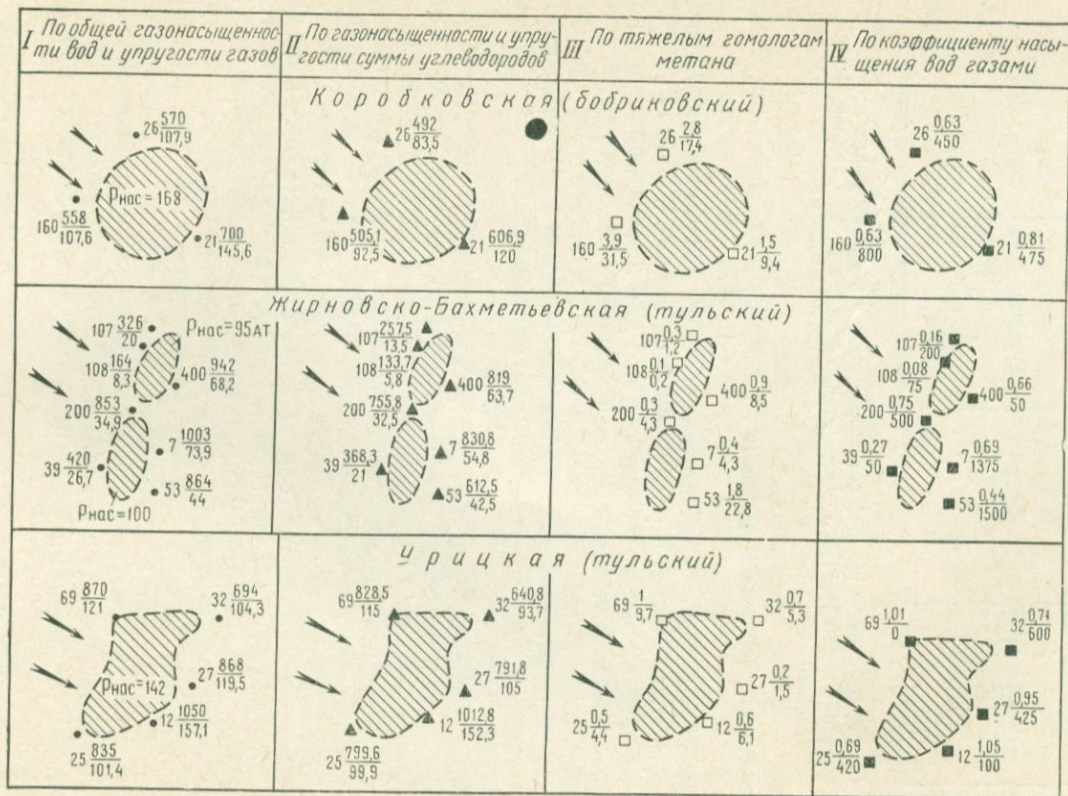


Рис. 5. Изменение газовой составляющей в подземных водах нефтегазовых месторождений Нижнего Поволжья. Составил Е. В. Стадник, 1970.

Условные обозначения см. на рис. 4.

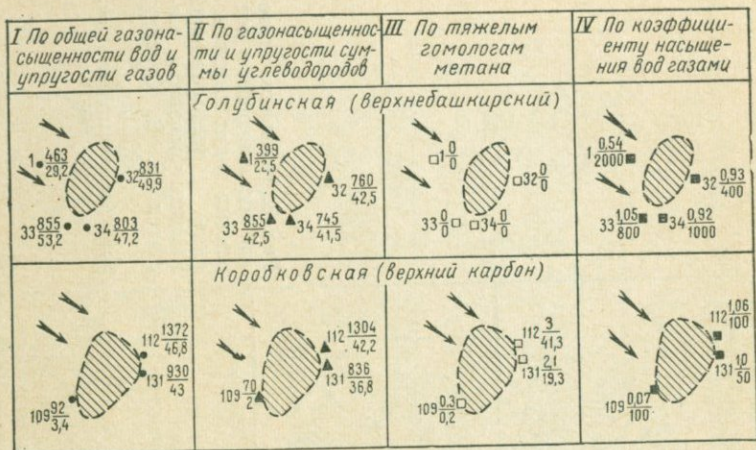


Рис. 6. Изменение газовой составляющей в подземных водах газовых месторождений Нижнего Поволжья. Составил Е. В. Стадник, 1970.
Условные обозначения см. на рис. 4

Гидродинамические показатели

Движение подземных вод способствует перемещению углеводородов, формированию и разрушению их залежей. Еще Н. К. Игнатовичем (1948) было установлено, что для коллектирования значительных объемов углеводородов в ловушках необходима транспортировка их к ловушкам подземными водами. В то же время им было отмечено, что значительная подвижность подземных вод неблагоприятна для сохранения уже сформировавшихся залежей углеводородов.

Роль подземных вод остается важной как при первичной, так и при вторичной миграции нефти и газа. При эмиграции углеводородов из глинистых толщ совместно с отжимаемыми пластовыми водами выносятся и углеводороды. Расчеты для Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна показывают, что с отжимаемыми пластовыми водами мигрирует более 10% углеводородов, что соответствует 2800 трлн. м³ газа (Л. М. Зорькин, 1972). Еще большее количество углеводородов мигрирует в пластах-коллекторах совместно с подземными водами. Исключительность миграции углеводородов с подземными водами определяется их повсеместным распространением в литосфере и огромными массами растворенных углеводородов, особенно углеводородных газов. При движении пластовых вод совместно с ними перемещаются гигантские количества растворенных углеводородных газов, часть которых в благоприятных термодинамических и геологических условиях выделяется в свободную фазу.

Восходящее движение вод из глубоких частей бассейна в усло-

виях продолжающегося уплотнения пород, а также вертикальные перетоки их из нижних водоносных комплексов в верхние обуславливают перемещение углеводородов, растворенных в пластовых водах, к приподнятым участкам бассейна. Здесь нефтяные углеводороды встречают на своем пути геологические структуры, служащие для них ловушками, где и формируются залежи нефти и газа. Поэтому выявление региональных и локальных областей разгрузки подземных вод имеет нефтегазопромысловое значение.

Зоны разгрузки вод, как неоднократно отмечалось гидрогеологами (А. А. Карцев, В. А. Кротова, А. М. Овчинников и др.), обычно приурочены к тектонически ослабленным участкам земной коры, которые создают депрессии пластовых давлений в водонапорной системе и вызывают движение водных масс в сторону этих участков. На общем региональном гидродинамическом фоне области разгрузки пластовых вод отмечаются зонами пониженных приведенных напоров (пьезоминимумами). Пьезометрическим минимумам обычно соответствуют гидрохимические, геотермические и другие аномалии. Образование пьезометрических минимумов нередко отмечается (А. А. Карцев, В. А. Кудряков и др.) над нефтяными и газовыми залежами или вблизи них.

В. А. Кудряков (1963) приводит данные по западу Средней Азии. В пределах Бухаро-Хивинской депрессии закономерное уменьшение напоров от области питания в северо-западном направлении осложняется участками пониженных напоров — пьезоминимумов, связанных с очагами разгрузки пластовых вод. К этим гидродинамически аномальным зонам часто приурочены залежи нефти и газа в юрских и меловых отложениях. На приуроченность залежей нефти и газа к зонам глубинной разгрузки подземных вод для многих нефтегазоносных бассейнов неоднократно указывалось в работах Е. С. Гавриленко, Г. Н. Каменского, А. А. Карцева, П. П. Климентова, В. А. Кротовой, А. М. Овчинникова, А. Л. Козлова и многих других исследователей. Поэтому окончательное решение этого вопроса представляет чрезвычайно важный практический интерес.

Для палеозойской водонапорной системы Урало-Волжского бассейна в современном плане намечаются три потока: западный — со стороны Воронежского массива, северо-западный — с Токмовского свода и северный — с районов Северных Увалов. Не исключена возможность инфильтрации вод со стороны Урала. Основная разгрузка пластовых вод палеозойских отложений бассейна расположена в прибортовых, тектонически ослабленных частях Прикаспийской впадины, где намечается целая серия глубинных разломов (В. А. Кротова, 1962; И. К. Зерчанинов, 1957; А. Л. Козлов, 1959; Е. В. Стадник, 1967 и др.). Об этом свидетельствуют приведенные напоры по отдельным водоносным комплексам: приведенные напоры последовательно снижаются к Прикаспийской впадине, и, как правило, минимальные напоры прослеживаются вдоль зоны возможных нарушений в бортовых ее частях. Области разгрузки вод служат также долины некоторых рек, на что указывалось уже неоднократно.

но (Т. П. Афанасьев, 1956; А. С. Зингер, 1966; С. М. Кисельгоф и др., 1961; А. Л. Козлов, 1959; Н. В. Кулаков, 1964; И. Б. Фейгельсон, 1960; В. А. Кротова, 1969 и др.). Исходя из большой глубины и древности заложения долин таких рек, как Волга, Кама, Медведица, Иловля и др., можно согласиться с мнением Т. П. Афанасьева (1956), который приходит к выводу, что долины рек «являются выдающимися дренами, оказывающими влияние даже на наиболее глубокие горизонты». Кроме того, известно (М. В. Карандеев, 1957; Н. В. Кулаков, 1962 и др.), что долины крупных рек приурочены к зонам тектонических нарушений и местам флексурных изгибов слоев, где механическая крепость пород обычно резко уменьшена. Здесь создаются реальные условия для вертикальной разгрузки глубинных подземных вод в верхние горизонты.

В пределах Урало-Волжского бассейна скрытые очаги подземной разгрузки на общем гидродинамическом фоне отмечаются (Т. П. Афанасьев, В. А. Кротова, Е. В. Стадник и др.) зонами сравнительно пониженных приведенных напоров. Зоны с аномальными напорами приурочены к районам Доно-Медведицких, Степновско-Саратовских, Жигулевских дислокаций, Покровско-Никольской тектонической ступени и бортовой части Прикаспийской впадины, т. е. к областям региональных тектонических нарушений и тектонически перенапряженных. Именно к этим зонам, являющимся мощными областями разгрузки подземных вод, часто приурочены цепочки залежей нефти и газа. Яркий пример — Жигулевские и Доно-Саратовские дислокации.

Рассмотренные материалы показывают, что динамика подземных вод имеет весьма важное значение для формирования и сохранения залежей нефти и газа. Движение подземных вод оказывает также существенное влияние на характер накопления в водах специфических компонентов, обусловленных нефтегазоносностью недр. С этим фактором связаны концентрация и устойчивость компонентов в региональном фоне, а также размеры и направление смещения водных ореолов в зоне взаимодействия с залежью (лобовой и тыловой эффекты). При оценке перспектив нефтегазоносности особое значение приобретают области региональной и очаговой разгрузки подземных вод в зоне развития дизъюнктивных нарушений сплошности пород. Эти зоны тектонических нарушений могли служить основными путями вертикальной миграции флюидов в процессе переформирования тектонического плана и перераспределения залежей нефти и газа в пределах бассейна. Выявленные закономерности в приуроченности залежей нефти и газа к тектонически ослабленным зонам разрывных нарушений, являющихся также областями восходящих потоков глубинных вод, позволяют использовать этот фактор как положительный показатель нефтегазоносности. Переток глубинных вод в верхние горизонты обуславливает появление здесь вод, гидрохимический облик которых отличается от вод исследуемых горизонтов. Наряду с этим зоны тектонических нарушений фиксируются аномалиями повышенных

температур и низких значений геотермических ступеней. Выявление подобных аномалий позволяет выделять районы, с которыми могут быть связаны многопластовые залежи нефти и газа.

Геотермические показатели

Характер распределения естественного теплового поля в недрах нефтегазоносных бассейнов, по мнению многих ученых (М. Ф. Беляков, Д. И. Дьяконов, С. С. Ковнер, Н. И. Корытников, Е. А. Любимова, Ф. А. Макаренко, В. А. Покровский, М. Г. Сухарев, А. И. Хребтов и др.), определяется главным образом тектоническими, литологическими и гидрогеологическими факторами.

Региональный геотермический фон, обусловленный в большинстве своем интенсивностью генерации тепла в земных недрах, имеет резко отличный характер в различных геолого-тектонических зонах земной коры. Фактический материал показывает, что при формировании геотермического режима крупных регионов решающее значение имеет возраст тектогенеза. Наиболее напряженным геотермическим режимом (высокие величины температуры и геотермических градиентов при прочих равных условиях) характеризуются области передовых прогибов альпийской складчатости, в пределах которых значения геотермического градиента и теплового потока в среднем в 2—3 раза больше, чем на участках щитов или древних платформ. По обобщенным данным Д. И. Дьяконова (1965), величина геотермического градиента в пределах древних кристаллических щитов и массивов обычно не превышает 0,6—1°C на 100 м. В разрезах платформенных регионов геотермический градиент в среднем изменяется от 1 до 2,5°C на 100 м, в геосинклинальных областях, зонах краевых прогибов и районах молодой складчатости — от 2,5 до 10°C на 100 м.

На характер теплового поля нефтегазоносных бассейнов большое влияние оказывает литологический фактор, что объясняется различным удельным тепловым сопротивлением отдельных разновидностей пород, слагающих геологические разрезы. Дифференциация пород по удельному сопротивлению дает возможность выделять в разрезах теплоизолирующие (глинистые разности, угли, газонасыщенные рыхлые породы и др.) и теплопроводящие (метаморфические, магматические, галогенные породы и др.) толщи пород.

В распределении теплового поля глубинных недр нефтегазоносных бассейнов важную роль выполняют пластовые воды. Воды, обладая высокой теплоемкостью, при циркуляции в различно нагретых породах способствуют перераспределению тепла в бассейне. При движении от областей питания пластовые воды преодолевают глубокие прогибы, где приобретают тепло окружающих пород, и затем поднимаются на примыкающие к прогибам антиклинальные участки. Причем амплитуда такого подъема может достигать нескольких километров. Далее нагретые воды, продвигаясь к областям нагрузки, могут быть дренированы различного рода тектонически-

ми нарушениями. В этом случае пластовые воды, частично разгружаясь по трещинам, могут создать в вышележащих отложениях аномально высокую напряженность теплового поля. В результате подобного распределения тепловой энергии области инфильтрации и прилегающие к ним районы окажутся охлажденными, а зоны разгрузки прогреются за счет поступления нагретых вод из глубоких депрессий.

В связи с этим выявление зон разгрузки пластовой системы, в пределах которых при благоприятных условиях могут формироваться залежи нефти и газа, приобретает практический интерес. На основе интерпретации геотермических материалов можно устанавливать вероятные области питания, стока и разгрузки различных водоносных комплексов, что имеет принципиальное значение при оценке перспектив нефтегазоносности. Так по гидро-геотермическим данным была проведена региональная оценка перспектив нефтегазоносности территории Восточного Предкавказья М. Г. Сухаревым (1946). К неперспективным им были отнесены земли, примыкающие к области инфильтрации и характеризующиеся пониженным температурным режимом. По мере удаления от областей питания вместе с ростом температур и гидрогеологической закрытости недр перспективы нефтегазоносности улучшаются.

На основе региональных геотермических карт представляется возможность дать предварительную оценку нефтегазоносности северо-западного обрамления Прикаспийской впадины (Е. В. Стадник, 1967). Зоны с температурой ниже 20°C, подверженные влиянию агрессивных инфильтрационных вод, следует отнести в разряд бесперспективных. Перспективы нарастают в направлении закрытых, в значительной степени прогретых прибортовых частей Прикаспийской впадины. Это согласуется с характером уже выявленной нефтегазоносности.

В ряде случаев намечается более четкая зависимость между нефтегазоносностью и геотермическими условиями недр. В различных районах Урало-Волжского бассейна на региональном геотемпературном фоне отмечаются зоны с аномально высокой напряженностью теплового поля, приуроченные к тектонически ослабленным участкам (Доно-Медведицкие, Степновско-Советские, Жигулевские и другие дислокации), с которыми связана региональная нефтегазоносность. Эти зоны, обычно служащие областями межпластовой разгрузки пластовых вод и углеводородов, фиксируются на общем фоне аномалиями повышенных температур и пониженных геотермических ступеней. Указанная зависимость должна учитываться при оценке перспектив нефтегазоносности как крупных территорий, так и локальных площадей.

Закономерности в размещении залежей нефти и газа, отмеченные в различных нефтегазоносных бассейнах древних и молодых эпигерцинских платформ, обусловлены влиянием ряда факторов, среди которых важное значение, очевидно, имеют и геотермические условия недр. В пределах Урало-Волжского бассейна, Днепровско-

Донецкой впадины и нефтегазоносных районов Предкавказья установлено, что зоны преимущественного нефтенакпления приурочены к областям пониженных, а зоны газонакопления — к областям повышенных температур.

Изменение температурного режима в пределах нефтегазоносных бассейнов обычно приводит к качественной и количественной смене залежей углеводородов. Так, с возрастанием температуры в направлении к Прикаспийской впадине и Предуральскому прогибу — основным источникам нефтегазообразования — отмечается увеличение содержания газов в нефтях, нефтяные месторождения сменяются нефтегазовыми и, наконец, в наиболее погруженных районах находятся преимущественно газоконденсатные и газовые месторождения. Аналогичные изменения прослеживаются и в вертикальном разрезе.

В сводовых частях локальных структур часто отмечаются температурные максимумы (Д. И. Дьяконов, А. В. Дружинин, В. А. Кротова, В. Ф. Ерофеев, В. Р. Катихин, Л. А. Анисимов, Е. В. Стадник и др.). С температурными аномалиями обычно совпадают газогидрохимические и гидродинамические аномалии, свидетельствующие о вертикальной разгрузке подземных вод. Значения геотермических ступеней, как правило, в сводовых частях антиклинальных складок меньше, чем на крыльях и в синклиналильных прогибах. Температурные аномалии в пределах северо-западного обрамления Прикаспийской впадины выявлены на Коробковской, Зимовской, Родионовской, Урицкой, Елшанской, Соколовогорской и других структурах (табл. 4, 5).

Наиболее изучена Коробковская термическая аномалия. Здесь распределение температур на срезах довольно четко отражает основные черты глубинной тектоники участка. Так, на глубинах от 500 до 1250 м изотермы повторяют структуру по нижнебашкирскому продуктивному горизонту. Температура, замеренная на одних и тех же глубинах, в сводовой части поднятия в среднем на 3—7°C выше, чем в крыльевых. Причем с глубиной эта разница возрастает, и аномалия становится более четкой. Величина геотермической ступени в сводовой части Коробковской структуры для аналогичных литологостратиграфических комплексов в среднем в 2 раза меньше, чем на крыльях и в синклиналильных прогибах (Е. В. Стадник, 1967).

Положительные геотермические аномалии отмечаются и в районах Среднего Поволжья и Пермского Прикамья (табл. 6). Так, на севере бассейна выделяется Шумовская геотермическая аномалия, которая впервые была выявлена В. А. Кротовой (1962) в зоне разгрузки подземных вод в бассейне Камы. Термоаномалии здесь также сопровождаются газогидрохимической аномалией. Наиболее контрастные положительные аномалии наблюдаются в Куйбышевской области на Кулешовской и Покровской площадях. Заметные превышения температур по отношению к фоновым отмечаются также в пределах Мухановского, Могутовского, Екатерининского, Со-

Температурная характеристика структур северо-западного обрамления Прикаспийской впадины (по Е. В. Стаднику, 1967)

Положение скважин на структуре	№ скв.	Температура в °С на различных срезах в м				
		-500	-750	-1000	-1250	-1500
Арчединско-Паникская площадь						
Приближенные к своду	100		29,0	34,7	42,5	52,0
	90		30,0	35,0	42,5	53,0
Крыльевые	74		26,2	30,8	34,0	42,6
Зимовская площадь						
Сводовые	27	25,5	31,5	36,0	—	—
Крыльевые	9	20,7	25,0	32,0	—	—
Родионовская площадь						
Приближенные к своду	30	30,0	—	44,5	—	—
Крыльевые	21	25,0	—	36,0	—	—
	39	24,0	—	36,0	—	—
Урицкая площадь						
Приближенные к своду	69	26,5	—	37,0	—	—
Крыльевые	12	23,0	—	35,6	—	—
	25	23,7	—	35,5	—	—
	32	24,0	—	35,5	—	—
	27*	23,5	—	30,5	—	—

* Снижение температур в разрезе скважины, возможно, обусловлено аварийным фонтанированием близлежащей скв. 29.

сновского и других месторождений. Тепловые аномалии смещены на крутые крылья локальных поднятий, что по мнению А. В. Дружинина (1970) однозначно свидетельствует о формировании аномалий за счет вертикальной миграции со стороны крутых крыльев структур.

Однако не все структуры, в недрах которых выявлены залежи нефти и газа, отмечаются положительными геотермическими аномалиями. Ряд продуктивных структур Урало-Волжского бассейна (Гуселкская, Соколовогорская, Ириновская, Тепловская, Степновская, Западно-и Восточно-Рыбушанская, Абрамовская, Жирновско-Бахметьевская, Криволукская, Ветлянская и др.) на региональном геотемпературном поле отмечаются фоновыми или даже пониженными температурами. Так, в Нижнем Поволжье аномально низкой напряженностью (пониженные температуры и высокие значения геотермических ступеней) отмечаются недра Жирновско-Бахметьевской и Ириновско-Тепловской площадей, природа которых обусловлена гидрогеологическими особенностями рассматриваемых поднятий (Е. В. Стадник, 1967). Своеобразное положение в тепловом режиме Жигулевских дислокаций занимают Зольненское и Губин-

Распределения температур в недрах Жирновско-Бахметьевского поднятия
(по Е. В. Стаднику, 1967)

Положение скважин на структуре	Площадь	№ скв.	Температура в °С на срезях в м	
			-500	-750
Западное крыло	Бахметьевская	108	17,9	23,0
		356	18,1	23,2
		415	18,7	23,0
		107	18,0	—
		129	18,8	—
Сводовая часть	Бахметьевская	429	20,0	24,1
		200	20,0	25,0
	Жирновская	146	19,8	24,1
		23	20,0	—
		217	21,2	—
		39	21,0	—
		251	21,6	25,0
		223	22,0	25,5
Восточное крыло	Бахметьевская	400	19,5	24,5
		319	19,5	—
	Жирновская	130	19,3	—
		14	20,0	24,5
		7	19,5	24,3
		10	23,9	26,0

Таблица 6

Характеристика геотермических аномалий Урало-Волжского бассейна
(по В. А. Кротовой, Е. В. Ильиной, И. А. Ходьковой, 1969)

Геотермические аномалии	Фоновая температура в °С на глубине в м		Аномальная температура в °С на глубине в м	
	1000	2000	1000	2000
Шумовская	18—20	31—34	29	43
Елабуга-Усть-Икская	18—19	38—40	24	48
Новоелховская	20—22	40—43	28	54
Уфимская	19—20	32—34	25	44
Жигулевская	26—28	40	42	64
Елхово-Боровская и Боль- шекинская	26—28	40	31	45
Доно-Медведицкая	30—32	50—56	44	72
Покровская	26—28	46—48	32	55
Кулешовская	26—28	46—48	32	58

ское месторождения. Здесь недра до глубины 1500 м отличаются пониженными температурами и высокими значениями геотермических ступеней. А. В. Дружинин (1970) объясняет аномальность этого участка также гидрогеологическими условиями — районы Губинского и Зольненского месторождений служат как бы «гидрогеологи-

ческими воротами, через которые холодные воды Токмовского свода преодолевают Жигулевский барьер по пути регионального движения их на юг в сторону разгрузки в Прикаспийскую впадину».

Положительные температурные аномалии отмечаются также в недрах структурных поднятий, в которых залежи нефти и газа не обнаружены (Тингутинская, Паромненская и др.). Повышенная напряженность теплового поля отмечена в тектонически ослабленных прибортовых зонах Прикаспийской впадины (район Карповской площади в северной прибортовой зоне, Николаевской и Щербаковской площадей в западной), в пределах которых отмечаются также и гидротермические аномалии.

Таким образом, положительные геотермические аномалии на территории Урало-Волжского бассейна совпадают с зонами глубокой разгрузки подземных вод. К этим зонам, отмечаемым на общем геотемпературном поле повышенными температурами и пониженными значениями геотермических ступеней, часто приурочены зоны нефтегазоаккумуляции (Доно-Медведицкие, Степноско-Советские, Жигулевские, Самаркинские и другие дислокации).

Как уже указывалось, локальные структуры также характеризуются геотермическими аномалиями. В связи с этим практическое значение приобретают геотермические исследования в неглубоких структурно-поисковых скважинах. При достаточном количестве замеров эти исследования позволяют картировать погребенные структуры и структуры в нижних структурных этажах. Глубина, при которой по температурным замерам «чувствуется» глубинная структура, может быть самой различной в разных районах. В Нижнем Поволжье температурные замеры дают «структурный эффект» в скважинах глубиной 200—500 м, в Среднем Поволжье — до 100—300 м и т. д. При этом необходимо учитывать возможность сдвига «геотермического свода», обусловленную движением подземных вод. Так, характерной особенностью Коробковской термоаномалии является смещение ее на восточный склон структуры, т. е. в сторону регионального стока подземных вод. Явление сдвига геотермического свода подземным потоком было отмечено также при изучении водонапорной системы кряжа Карпинского, геотермический свод которого, как оказалось, смещен относительно структурного в направлении движения вод (Е. В. Стадник, 1964).

Глава III

ПРИПЯТСКО-ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАСЕЙН

Припятско-Днепровско-Донецкий нефтегазоносный артезианский бассейн расположен между Украинским и Воронежским кристаллическими массивами (И. О. Брод и др., 1965).

Изучением водонапорной системы Припятско-Днепровско-До-

нецкого бассейна в разное время занимались А. Е. Бабинец, Г. В. Богомолов, Е. С. Гавриленко, Т. К. Гальченко, М. А. Гатальский, Л. К. Гудало, Ю. С. Застежко, В. Я. Клименко, В. А. Кривошея, И. М. Лапай, Э. Е. Лондон, А. П. Маркова, А. Ф. Романюк, Е. В. Стадник, М. И. Суббота, В. А. Терещенко, А. С. Тердовидов, Л. П. Швай, И. Н. Шевченко и др.

На архейских кристаллических породах фундамента залегают осадочные породы верхнего протерозоя, девона, карбона, перми, триаса, юры, мела, палеогена, неогена и четвертичного возраста. По литологическому составу осадочная толща весьма разнообразна. Это терригенные, карбонатные породы с мощными соленосными толщами в разрезе девона и гидрохимическим комплексом нижнего отдела перми (рис. 7). Мощность осадочного чехла по геофизическим данным превышает 10 км.

В тектоническом отношении Припятско-Днепровско-Донецкий нефтегазоносный артезианский бассейн связан с Днепровско-Донецкой впадиной, в которой М. В. Червинская (1963) выделяет северный и южный борта и центральную часть — Припятско-Днепровско-Донецкий сложный грабен. Припятско-Днепровско-Донецкий грабен делится на продольные и поперечные тектонические элементы. К продольным относятся северная и южная, наиболее нарушенные части грабена (северная и южная зоны скаймления) и его центральная часть. Крупными поперечными тектоническими элементами являются: Припятский грабен, Брагинско-Черниговский выступ фундамента, Днепровский грабен, зона сочленения Днепровского грабена с Донецким складчатым сооружением и Донецкое складчатое сооружение.

Нефтегазоносность бассейна связана с отложениями от девонских до юрских включительно. Выделяются следующие гидрогеологические и соответствующие им нефтегазоносные комплексы: подсололевой девонский, межсололевой девонский, надсололевой девонский — нижнекаменноугольный, среднекаменноугольный, верхнекаменноугольно-нижнепермский, верхнепермско-триасовый и юрский (рис. 7).

Основные запасы нефти и газа сосредоточены в палеозойских отложениях. В верхнекаменноугольно-нижнепермском нефтегазоносном комплексе сосредоточено около 70% установленных запасов нефти и более 85% газа.

Нефтяные залежи приурочены преимущественно к Припятскому грабену и северо-западной части Днепровского грабена, нефтегазовые и газовые — к центральной и юго-восточной частям Днепровского грабена и Преддонецкой пришовой ступени. В вертикальном разрезе на глубинах 2600—3500 м встречаются главным образом газоконденсатные залежи. Выше располагается зона преимущественного распространения залежей нефти.

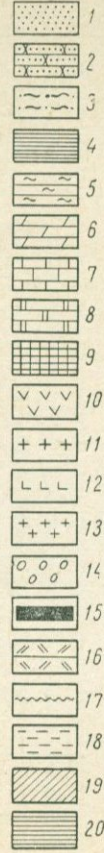
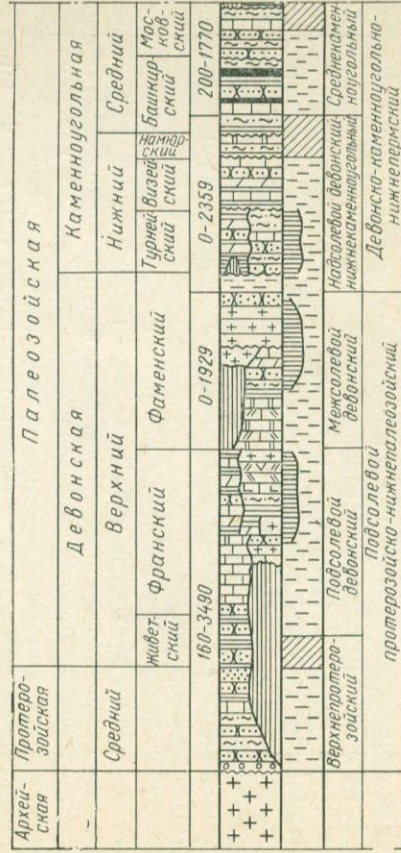
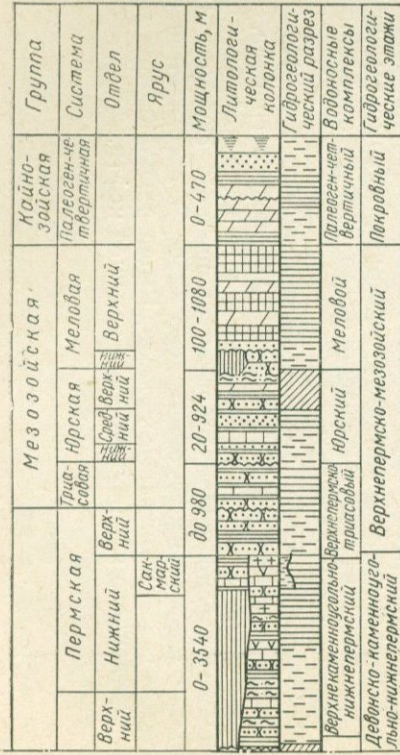


Рис 7. Схематический сводный литолого-гидрогеологический разрез Припятско-Днепро-Донецкого нефтегазоносного бассейна. Составили Е. В. Стадник, Г. А. Юрин, 1970.

Динамика пластовых вод. Анализ гидродинамических схем, составленных Л. П. Шваем (1963), показывает, что основной областью питания водоносных горизонтов палеозоя Днепровского грабена является южный склон Воронежского массива. Движение вод в грабене направлено с севера на юг. Областью разгрузки служит южная зона ступенчатых дислокаций. Область питания Припятского грабена расположена на западе и северо-западе. Прослеживается переток вод из Припятского грабена в Днепровский через Черниговско-Брагинский выступ фундамента. На существование перетока указывает и В. А. Терещенко (1966). Он также считает, что областью питания пластовой системы региона, кроме Воронежского массива, служит северо-западный склон Украинского кристаллического массива, северо-западнее г. Канева. Движение вод направлено от склонов массивов к центральным частям впадины, а в самой впадине — на юго-восток. Основной областью разгрузки является долина Днепра на участке Кременчуг — Павлоград. Для северной части Донецкого складчатого сооружения областью разгрузки, по данным Ю. С. Застежко (1963), является долина р. Северный Донец. Скорости перемещения вод незначительны и составляют, по данным В. А. Терещенко (1966), единицы сантиметров в год. По данным Л. П. Швая, скорость движения вод в отложениях триаса — нижнего карбона изменяется от 0,3 до 1,5—2 м/год.

Указанные особенности динамики вод, очевидно, справедливы лишь для верхних горизонтов мезо-кайнозойских отложений и, возможно, для водоносных горизонтов верхнекаменноугольно-нижнепермской толщи. В девонских и нижележащих отложениях, очевидно, существует седиментационный режим, движение вод направлено от наиболее прогнутых частей бассейна к его бортам и вверх по локальным очагам разгрузки (М. И. Суббота, 1968 и др.).

Гидрохимическая характеристика. Воды палеозойских отложений преимущественно хлоркальциевого типа. Исключением составляет зона активного водообмена, где развиты воды сульфатно- и гидрокарбонатнонатриевого типов. Минерализация вод увеличивается от склонов кристаллических массивов к центральной части бассейна и вдоль центральных частей с северо-запада на юго-восток до 300—350 г/л. В этом же направлении растут содержания брома и йода.

Газоносность пластовых вод. Состав растворенных газов изменяется от метанового до азотного. Азотные газы выявлены на большей части территории Припятского грабена, на Брагинско-Черниговском выступе фундамента, в северо-западной части Днепровского грабена и по склонам Украинского и Воронежского кристаллических массивов. Метаново-азотные и азотно-метановые газы вскрыты на северо-западе Днепровского грабена и неширокой полосы вдоль его бортовых уступов. Такие же газы встречены в водах

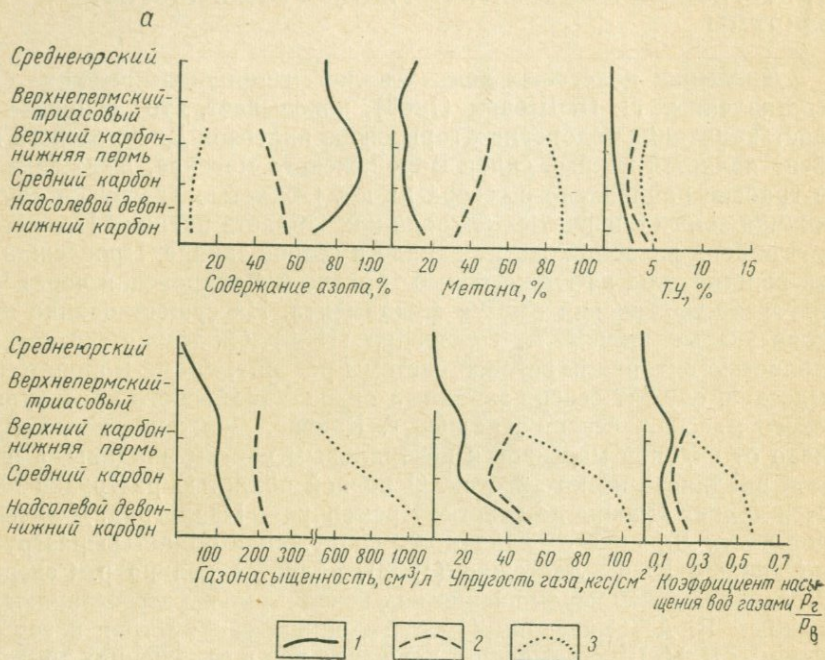
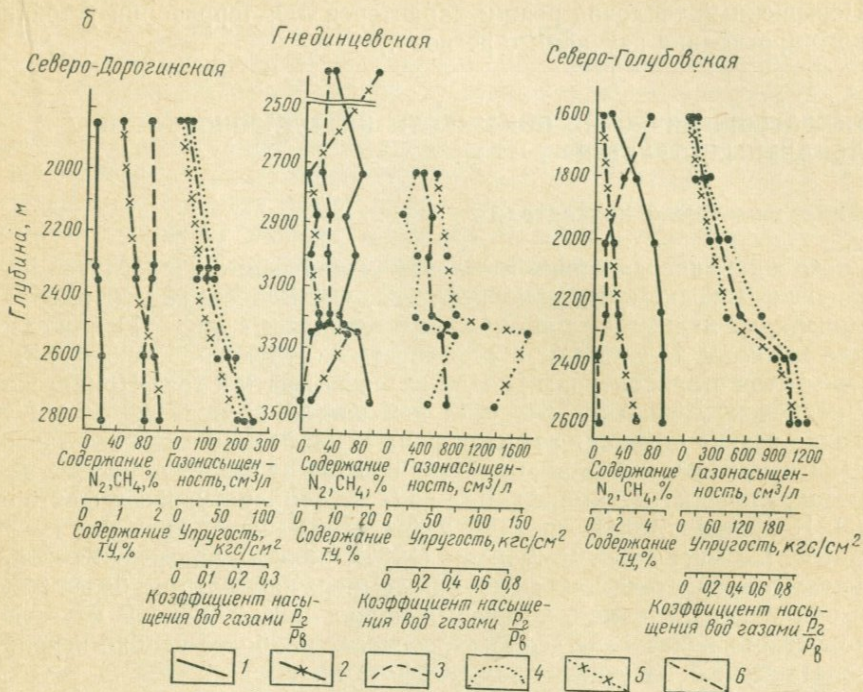


Рис. 8. Изменение характеристик газовой составляющей подземных вод с Составили Е. В. Стадник, а — по водоносным комплексам: 1 — азотные газы, 2 — углеводородно-азотные азотно-содержание CH_4 , 2 — содержание Т. У., 3 — содержание N_2 , 4 — газонасыщенность

верхнего карбона — нижней перми в центральной осевой части Днепровского грабена. Метановые газы характерны для юго-восточной части Днепровского и Припятского грабенов. В последнем они локализируются на Речицкой ступени.

Зональность в составе газов прослеживается и по разрезу (рис. 8). Метановые газы вверх по разрезу уже в верхах верхнекаменноугольно-нижнепермских вод даже в наиболее погруженной части Днепровского грабена сменяются азотно-метановыми и метаново-азотными, а в Припятском грабене эта смена происходит уже в надсолевой толще девона. В Припятском грабене на ряде площадей вскрыты газы углекисло-азотного и углекислого состава. На Восточно-Выступовичской и Анисимовской площадях (подсолевая водоносная толща) наблюдаются азотные и углекислые газы. На Стреличской площади (межсолевая водоносная толща) встречены углекислые газы. Газонасыщенность вод палеозойских отложений изменяется от 10 до 1800 см³/л, возрастающая к центральным районам бассейна. Упругость газов изменяется от 0,7 до 39,05 кгс/см², также возрастающая от окраин бассейна к центру.

Значения коэффициента насыщения вод газами колеблются в



глубиной в Припятско-Днепровско-Донецком нефтегазоносном бассейне. Г. А. Юрин, 1970.

углеводородные газы, 3 — углеродные газы, 6 — на локальных структурах: 1 — вода, 5 — упругость газа, 6 — коэффициент насыщения вод газом.

широких пределах. Для зоны азотных газов средние величины его составляют 0,01—0,25, для смешанных 0,13—0,19 и для метановых 0,20—0,96. Нефтяные и газовые залежи на большей части территории бассейна существуют в условиях сдвинутого фазового равновесия. В ряде случаев отмечается предельное насыщение вод газами в зоне развития метановых газов.

Геотермическая характеристика недр. Напряженность теплового поля в пределах Припятско-Днепровско-Донецкого бассейна закономерно возрастает от его бортовых частей к наиболее погруженным зонам (Ю. С. Застежко и др., 1965 и др.). Наибольшая температура (145°C) зафиксирована в скв. 200 на глубине 4500 м на Шибелинской площади. Относительно пониженным тепловым режимом характеризуются недра Припятского грабена, Брагинско-Черниговского выступа фундамента и бортовых частей Днепровского грабена, повышенным — юго-восточной части Днепровского грабена и зоны сочленения его с Донецким складчатым сооружением.

Относительно охлажденные зоны совпадают с областями древней или современной инфильтрации (Ю. С. Застежко и др., 1965).

Повышенный тепловой режим характерен для территории устойчивого прогибания изучаемого региона.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР

Гидрохимические показатели

Общая минерализация и солевой состав вод. В Припятско-Днепроовско-Донецком бассейне нефтегазоносность связана с высокоминерализованными водами хлоркальциевого типа. Однако такие же воды характерны и для «пустых» структур. Концентрация сульфатов в приконтурных водах залежей нефти и газа Припятско-Днепроовско-Донецкого бассейна изменяется от нуля до 5—6 г/л. Такие резкие колебания концентраций сульфатов в водах, а также зависимость содержания сульфатов в водах от содержания их в породах, степени метаморфизма вод и температурного фактора (Э. Е. Лондон, 1964) снижают нефтегазопоисковое значение сульфатов. По мнению Э. Е. Лондон (1962), область применения сульфатного показателя находится при температуре недр не более 60°C и при минерализациях, не превышающих 150—200 г/л. В качестве поискового показателя нефтегазоносности наиболее удобно использовать степень насыщения вод сульфатами.

Бром. Содержание брома изменяется от десятых долей до 4170 мг/л, возрастая со стратиграфической глубиной и по мере роста минерализации и метаморфизации вод (Э. Е. Лондон и др., 1965). Между залежами нефти и газа и накоплением брома генетическая связь не устанавливается. Повышенные концентрации брома в водах продуктивных структур изучаемого региона объясняются их высокой гидрогеологической закрытостью. К контурам продуктивности концентрации брома могут как расти, так и снижаться. Поэтому бром можно использовать только как показатель степени гидрогеологической закрытости недр.

Йод. Концентрация йода в водах продуктивных структур несколько выше, чем в водах «пустых» структур. По мере приближения к контуру продуктивности в большинстве случаев отмечается увеличение концентраций йода. Поэтому повышенные концентрации йода в водах Припятско-Днепроовско-Донецкого бассейна являются положительным признаком нефтегазоносности локальных структур.

Бор. Его концентрация изменяется от следов до 88,1 мг/л. В водах «пустых» структур средние значения концентраций бора уменьшаются со стратиграфической глубиной, а в продуктивных, наоборот, увеличиваются. Приконтурные воды продуктивных структур содержат меньше бора, чем воды «пустых» структур. Концентрации бора с удалением от контура продуктивности, как правило, увеличиваются. Это, возможно, связано с так называемым «сорбцион-

ным» эффектом, обусловленным переходом ряда компонентов вод в залежи углеводородов (М. С. Гуревич, 1961).

Аммоний. Количества аммония в водах бассейна колеблются от полного отсутствия или следов в водах «пустых» структур до 4914—8496 мг/л в водах продуктивных структур. В большинстве же случаев концентрации аммония не превышают 1000 мг/л и возрастают со стратиграфической глубиной как на «пустых», так и на продуктивных структурах. Исключение составляют воды «пустых» структур верхнего карбона — нижней перми, в которых концентрация аммония больше, чем в водах нижележащих отложений среднего карбона. Однако во всех случаях содержание аммония в водах «пустых» структур более чем в 2 раза ниже, чем в водах продуктивных структур. Высокими концентрациями аммония отличаются воды нефтеносных площадей Припятского грабена. Содержание аммония в пластовых водах бассейна не зависит от типа залежей. Для всех типов залежей устанавливается возрастание количества аммония по мере приближения к контуру продуктивности.

Эти данные позволяют считать аммоний надежным показателем нефтегазоносности локальных структур. Г. В. Богомолов и другие исследователи (1970) для Припятского грабена в качестве показателя возможного наличия нефти предлагают величину содержания аммония выше 300 мг/л. В Днепровском грабене концентрации аммония более 300 мг/л известны только на Волвенковской площади в водах нижнего и среднего карбона (310—600 мг/л). Для Днепровского грабена верхний предел фона равен 85 мг/л.

Бензол. В водах Днепровского грабена (В. А. Терещенко, 1971) концентрации бензола колеблются от нулевых значений до 0,26 мг/л и возрастают по мере приближения к контуру нефтегазоносности. Величины концентрации бензола выше 0,02 мг/л для Днепровского грабена будут свидетельствовать о близости залежи нефти или газоконденсата.

Радий. В средней части Днепровского грабена его содержится от $7,5 \cdot 10^{-11}$ до $6,64 \cdot 10^{-9}$ г/л (Л. К. Гуцало, 1967 и др.). Обычно величина радия для нефтегазопроисковых целей выражается в виде его отношения к минерализации $\frac{Ra}{M} \cdot 10^{12}$, называемой относительной концентрацией радия (В. М. Щепак, 1970). Величина радиевого фона ($\frac{Ra}{M} \cdot 10^{12}$) для подземных вод различных водоносных комплексов различна. Так, для вод каменноугольных отложений она изменяется от 2,51 до 4,43, для вод перми — от 2,74 до 4,19 и триаса — от 0,8 до 1,7.

Радиевый фон нарушается (повышается отношение $\frac{Ra}{M} \cdot 10^{12}$) в узкой полосе приконтурных вод нефтяных и газовых залежей. Если в водах палеозоя Днепровского грабена фоновые величины отношения $\frac{Ra}{M} \cdot 10^{12}$, характеризующие «пустые» структуры, ниже 4,43, то

для вод продуктивных структур в аналогичных отложениях величина этого отношения не менее 4,63—5,0, а в ряде случаев возрастает до 10—20. Наиболее часто встречающаяся величина коэффициента $\frac{Ra}{M} \cdot 10^{12}$ в приконтурных водах нефтяных и газовых залежей равна 5 (Л. К. Гуцало, 1967).

Газовые показатели

Газонасыщенность пластовых вод зависит от удаленности испытуемых скважин от контура продуктивности. Так, на Спиваковской площади в скв. 14, находящейся в 200 м от контура газонасыщенности, газонасыщенность вод равна 220 см³/л, а в скв. 9 в 1000 м от контура 1000 см³/л. С удалением от контура газонасыщенности уменьшается содержание углеводородов, содержание же азота возрастает. Вместе с газонасыщенностью вод снижаются упругость и коэффициент насыщения вод газами, которые по скв. 14 соответственно равны 62,8 кгс/см² и 0,90, а в скв. 9—16,8 кгс/см² и 0,19.

Аналогичные закономерности в изменении газонасыщенности пластовых вод прослеживаются в водах других нефтяных и нефтегазовых месторождений (рис. 9).

Влияние залежей на газонасыщенность вод прослеживается и в вертикальном разрезе. Так, на Гнединцевской площади в скв. 22 (1784—1790 м) непосредственно над залежью содержание метана составило 23,6%, тяжелых углеводородов 69,9% и азота 6,4%. В поверхностных водах над залежью отмечены лишь следы тяжелых углеводородов, где средняя величина (по В. А. Гальченко, 1968) их не превышает $5,17 \cdot 10^{-4}$ см³/л. Влияние залежи на подземные воды в вертикальном разрезе по Гнединцевской площади распространяется на 300 м, а по Северо-Голубовской — на 200 м.

Влияние залежи на воды различно сказывается в лобовой и тыловой частях залежи (табл. 7).

Контрастность влияния залежей на характер изменения газовой составляющей подземных вод различна в разных гидрогеохимических обстановках. Она уменьшается от вод азотных газов к метановым. Наиболее контрастно залежи нефти и газа отмечаются в геохимической зоне развития вод азотного типа.

Приведенный выше обзор фактических данных свидетельствует о том, что в зоне влияния залежей в вертикальном разрезе и по площади с удалением от контура продуктивности отмечается закономерное уменьшение газонасыщенности вод, упругости газов, коэффициента насыщения вод газами, концентраций метана и тяжелых углеводородов. Отмеченные особенности изменения газовой составляющей в подземных водах продуктивных и «пустых» структур позволяют в условиях Припятско-Днепровско-Донецкого бассейна параметры газонасыщенности вод считать надежными показателями нефтегазонасыщенности локальных структур.

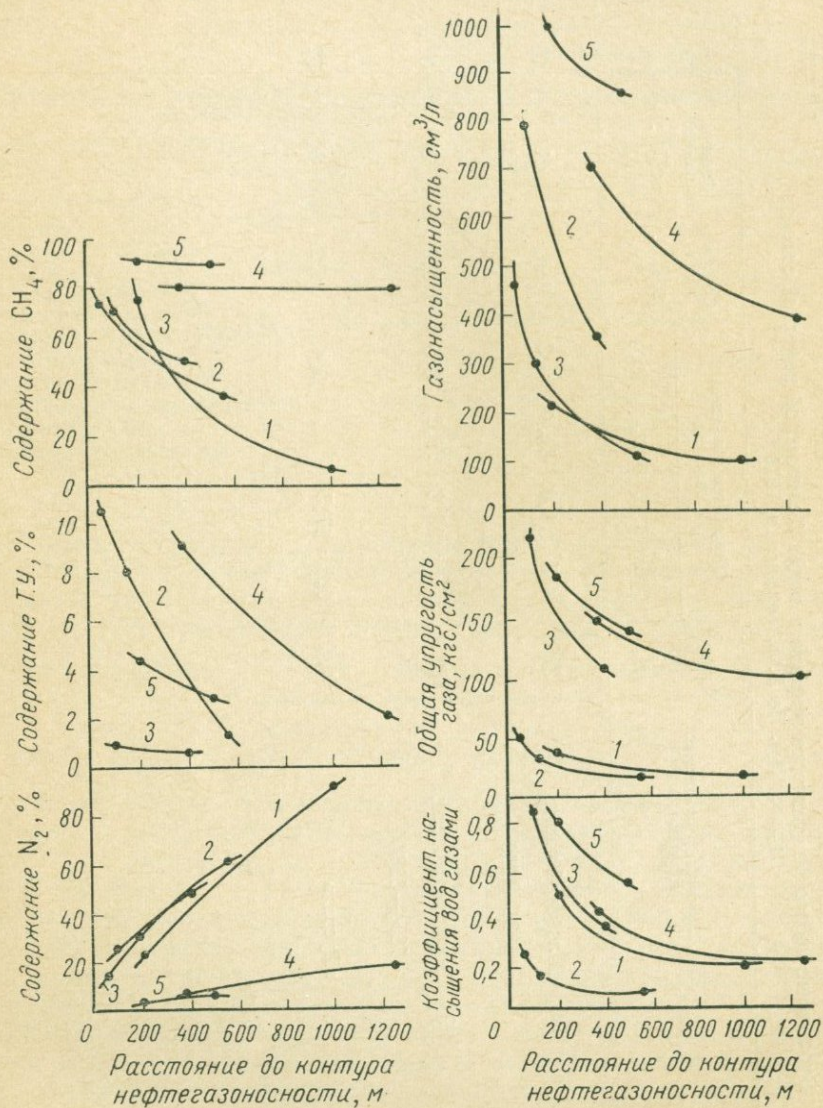


Рис. 9. Характер изменения газовой составляющей пластовых вод некоторых месторождений Припятско-Днепроовско-Донецкого нефтегазоносного бассейна по мере удаления от контура нефтегазоносности. Составил Г. А. Юрин, 1970.

Месторождения: 1 — Сливаковское газовое, 2 — Шебелинское газоконденсатное, 3 — Глинско-Розышевское нефтяное, 4 — Рыбальское нефтегазовое, 5 — Перещепинское газовое.

Проявление лобового и тылового эффекта в водах Лебяковской нефтяной залежи
(пласт Р₁). По В. А. Терещенко, 1971

Площадь	№ скв.	Положение скважины; интервал, м	Расстояние до ВНК, м	Содержание компонентов газа, %				Содержа- ние SO ₄ ⁻² , мг/л	Степень насыщения SO ₄ ⁻² , %	Газонасыщен- ность, см ³ /л	Упругость газа, кгс/см ²
				CH ₄	Т. У.	N ₂	CO ₂				
Лебяковская	10	В лобовой части; 1884—1892	375	4,5	1,8	61,4	0,3	1861	61	100	19,1
	9	В тыловой части; 1854—1864	825	32,8	18,6	75,1	8,5	500	33	135	20,2
Шуровская	1	«Пустая»	4,1	0,0	67,5		0,4	1672	81	72	15,15

Хорошим дополнением к характеристике воднорастворенных газов являются данные по содержанию бутанов (табл. 8). Анализ

Таблица 8

Содержание изо- и нормальных бутанов в газах, растворенных в подземных водах Припятско-Днепровско-Донецкого бассейна

Водоносный комплекс	Количество анализов	Величина колебаний бутанов, % объем.		Модальная величина $\frac{i-C_4H_{10}}{n-C_4H_{10}}$
		изобутана	н-бутана	
Подсолевой девонский . . .	7	0,02—4,80	0,1—10,28	0,46
Межсолевой девонский . . .	22	0,02—1,52	0,01—2,57	0,45
Надсолевой девонский нижнекаменноугольный . . .	53	0,01—3,23	0,01—9,70	0,53
Среднекаменноугольный . . .	32	0,01—1,26	0,01—1,72	0,66
Верхнекаменноугольный-нижнепермский	33	0,01—5,26	0,01—13,08	0,66
Верхнепермско-триасовый .	1	0,10	0,10	1,0

этих данных показывает, что в природных газах бассейна широко распространен нормальный бутан, которому всегда сопутствуют его изоформы, соотношения их концентраций изменяются в широких пределах. Изобутанов в растворенных газах, как правило, меньше, поэтому отношение $\frac{i-C_4H_{10}}{n-C_4H_{10}}$ обычно не превышает единицы (табл. 8).

Анализ показывает, что величина отношения $\frac{i-C_4H_{10}}{n-C_4H_{10}}$ имеет тенденцию, судя по модальным величинам, к увеличению с уменьшением стратиграфической глубины. Отмечается также зависимость этого отношения от содержания тяжелых углеводородов (Е. В. Стадник и др., 1971). Указанная зависимость отражается на величине отношения в газах приконтурных вод нефтяных и газовых залежей, а также в воднорастворенных газах «пустых» структур. Для продуктивных структур величина отношения, как правило, колеблется от 0,3 до 0,6, а для «пустых» — от 0,9 до 1,2.

Исходя из факта возрастания концентраций тяжелых углеводородов в воднорастворенных газах по мере приближения к контуру продуктивности, естественно предположить, что по мере увеличения в воднорастворенных газах гомологов метана величина отношения $i-C_4H_{10}/n-C_4H_{10}$ будет уменьшаться. Величина отношения в условиях бассейна увеличивается по мере удаления от контура продуктивности и достигает фоновых значений в радиусе 700—800 м от контура нефтегазоносности.

Таким образом, если величина $i-C_4H_{10}/n-C_4H_{10}$ попадает в интервал 0,3—0,6, можно с определенной вероятностью говорить, что это отношение характеризует приконтурные воды углеводородных

Характеристика фоновых величин газовых показателей в подземных водах Донецкого

Геохимическая зона	Средняя величина (\bar{X})					Мода (M_0)				
	CH ₄	Т. У.	V _Г	p _Г	$\frac{p_{Г}}{p_{В}}$	CH ₄	Т. У.	V _Г	p _Г	$\frac{p_{Г}}{p_{В}}$
Азотных газов	9,2	1,3	114	26,6	0,11	8,2	0,3	106	16	0,10
Смешанных газов	51,0	8,1	238	45,4	0,19	42,5	6,8	200	35	0,17
Углеводородных газов	85,4	2,9	729	124,2	0,54	81,5	2,8	700	100	0,52

CH₄ — содержание метана в %, Т. У. — тяжелых гомологов метана в %, V_Г — общая p_Г — упругость газа в кгс/см², p_Г/p_В — коэффициент насыщения вод газами.

скоплений. Учитывая незначительную разницу между модальными величинами отношений для газов вод нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей, трудно установить, будет ли это нефтяная, газоконденсатная или газовая залежь. Однако, имея несколько точек, в случае уменьшения величин отношения $i-C_4H_{10}/n-C_4H_{10}$ с одновременным ростом суммы тяжелых углеводородов можно говорить о приближении к контуру продуктивности.

Наряду с этим представляется важным установить еще оптимальную границу между фоновыми и поисковыми характеристиками в пределах определенных гидрогеохимических обстановок. Ниже показано, как с помощью статистического метода можно решить вопрос об установлении граничных пределов между фоновыми и поисковыми характеристиками газонасыщенности вод.

Как уже отмечалось, в водах каждого водоносного комплекса можно выделить зоны азотных, смешанных и метановых газов. При этом даже недра одной и той же геохимической зоны, но разных водоносных комплексов, характеризуются различными величинами газонасыщенности, упругости газов и коэффициента газонасыщенности подземных вод. Поэтому количественные критерии газовых показателей в каждой конкретной зоне будут разными.

Для определения значений, характеризующих приконтурные воды залежей нефти и газа, с помощью методов математической статистики (В. К. Сошников и др., 1972) для таких параметров газовой составляющей, как содержание метана, тяжелых углеводородов, газонасыщенность вод, упругость газов и коэффициент насыщения вод газами, рассчитан верхний предел фона (ВПФ).

Пробы газа со значениями показателей выше ВПФ с определенной степенью вероятности будут указывать, относятся ли эти газы к приконтурным водам или к водам «пустой» структуры (табл. 9). Для различных геохимических зон для названных выше параметров

Таблица 9
палеозойских отложений различных геохимических зон Припятско-Днепровско-бассейна

Стандартное отклонение (S_{Φ})	Верхний предел фона (ВПФ)					Относительная поисковая информативность (ОПИ)								
	CH ₄	Т. У.	V _Г	p _Г	$\frac{p_{Г}}{p_{В}}$	CH ₄	Т. У.	V _Г	p _Г	$\frac{p_{Г}}{p_{В}}$	CH ₄	Т. У.	V _Г	p _Г
—	—	37	8,5	0,024	20	1,8	156	29,4	0,14	—	—	0,24	1,22	0,41
9,1	0,9	69	19,7	—	55,6	8,4	306	55	0,44	0,94	2,16	0,55	0,81	—
9,9	1,4	237	39	0,24	96,7	4,8	994	154	0,86	0,39	0,07	0,12	0,62	0,08

газонасыщенность вод в см³/л.

определена относительная поисковая информативность (ОПИ). Наибольшую информативность, например, в газогеохимической зоне смешанных газов, имеет содержание тяжелых углеводородов, а в углеводородной зоне — упругость газов.

Геотермические показатели

Региональный фон изменения температурного режима недр в пределах бассейна нарушается температурными аномалиями, которые приурочены к положительным структурам. На исследованных структурах установлено увеличение температур от крыльев к своду или по восстанию пластов (рис. 10).

Ряд исследователей (С. Г. Думанский и др., 1971) склонны связывать появление положительных геотермических аномалий над структурой с наличием в них скоплений углеводородов. Однако материалы по другим бассейнам (Л. М. Зорькин и др., 1970; Е. В. Стадник и др., 1967; Е. В. Стадник, 1970 и др.), а также имеющиеся данные по отдельным площадям изучаемого бассейна показывают, что повышение температур к своду происходит и на «пустых» структурах. Так, максимальная температура на отметке — 1000 м в своде «пустой» Холмской площади на 8°С выше, чем фоновая на крыльях. На этой же абсолютной отметке в центральной части Северо-Голубовской структуры (газовая залежь) температура на 9°С выше фоновой (Ю. С. Застежко и др., 1966). Температурные аномалии часто связаны с гидрохимическими и газовыми аномалиями (Э. Е. Лондон, 1962; Ю. С. Застежко и др., 1966; В. Г. Осадчий, 1968). Последние, как и геотермические аномалии, обусловлены разгрузкой глубинных подземных вод.

Таким образом, имеющиеся данные позволяют утверждать, что,

очевидно, положительные геотермические аномалии в недрах локальных структур Припятско-Днепровско-Донецкого бассейна являются структурно-морфологическим показателем, а не отражают наличие в недрах залежей нефти и газа.

Глава IV

ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн расположен в северо-восточной части Русской платформы. Границами бассейна служат на востоке Уральские складчатые сооружения и Пай-Хой; на северо-западе — Тиман. На юге граница проводится по наиболее приподнятой части Ксенофонтовского выступа (фундамента). Северная граница бассейна не ясна, и в северном структурном плане, вероятно, он открывается в сторону Северного Ледовитого океана.

Гидрогеологическая изученность бассейна неравномерна и недостаточна. До 1950 г. имелись лишь отрывочные данные регионального характера (О. К. Ланге, 1948; В. А. Кротова, 1948; А. И. Си-лин-Бекчури, 1949). С 1951 г. на территории Тимано-Печорского бассейна различными организациями начали проводиться планомерные гидрогеологические исследования в глубоких скважинах (Б. Н. Любомиров, 1966 и др.; Л. А. Анищенко, 1968 и др.).

В геологическом строении Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна принимают участие породы от верхнепротерозойских до современных включительно. Чехол осадочных пород имеет мощность в Предуральском прогибе более 10 км, а в платформенных районах 7 км.

Основными структурными элементами являются Тиманский кряж, Печорская тектоническая гряда, Печорская депрессия, Колвинский вал, Денисовская впадина, Малоземельская моноклираль, Хорейверская впадина, Предуральский и Предпайхойский прогибы. Площадь бассейна в тектоническом отношении обычно разделяется на две части: платформенную, в которую входит подавляющая часть территории, и геосинклинальную — Предуральский прогиб.

Промышленная нефтегазоносность приурочена почти ко всем стратиграфическим подразделениям осадочного чехла — от силура до триаса включительно. Кроме того, интенсивные нефтегазопроявления были встречены в досилурских осадочных образованиях и в отложениях мезозоя. Процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления происходили в Тимано-Печорском бассейне на огромной территории и носили региональный характер.

В разрезе осадочного чехла выделен ряд водоносных комплексов, основные характеристики которых приведены на рис. 11.

Динамика пластовых вод. Наибольшая информация по напорам имеется для вод горизонтов терригенного девона. Анализ этих материалов по Велью-Тэбукской и Лемью-Ира-Иольской тектоническим зонам показывает, что области создания напоров расположены на востоке территории и по мере удаления от Предуральского прогиба с востока на запад значения напоров пластовых вод снижаются (Б. А. Любомиров, 1966). Однако движению вод со стороны Предуральского прогиба далеко на запад препятствуют тектонические нарушения, которые изолируют западную часть бассейна от центральных и восточных его районов. Для западных районов бассейна (Омра-Сойвинской тектонической ступени) областью питания девонского терригенного комплекса служит Тиман. Пластовые воды,двигающиеся с Тиманского кряжа, сначала проходят через толщу метаморфизованных сланцев, а затем пополняют динамические запасы терригенного девона. По мнению В. А. Кротовой (1969), региональной областью разгрузки служит акватория Баренцева моря, а на отдельных участках — тектонически нарушенные зоны.

Гидрохимическая характеристика. Воды протерозоя и нижнего палеозоя на Ярегском и Западно-Тэбукском месторождениях, в Зеленецкой и Нижнеомринской опорных скважинах хлоркальциевые с минерализацией более 150—200 г/л. Воды терригенной части девона также хлоркальциевые с минерализацией от 170 до 230 г/л. Минерализация увеличивается со стратиграфической глубиной; сульфатность вод с глубиной снижается. С увеличением минерализации и метаморфизма вод происходит обогащение их бромом — до 790 мг/л.

Воды карбонатной толщи девона и нижнего карбона пресные в зоне активного водообмена и имеют минерализацию до 220—250 г/л на глубинах 2000 м и более. Количество брома в водах изменяется от 195 до 439 мг/л, йода — от следов до 6,35 мг/л.

Воды терригенной части карбона в зоне свободного водообмена также пресные, а на больших глубинах в пределах Джебольской и Северо-Мылвинской площадей представлены рассолами с минерализацией до 180—240 г/л.

Воды верхнего и среднего карбона и перми отличаются большой пестротой как по составу, так и по степени минерализации. Минерализация испытывает наиболее резкие колебания в соленосных отложениях нижней перми, где она изменяется от 0,6 до 317 г/л. Воды мезо-кайнозойских отложений большей части Тимано-Печорского бассейна залегают в зоне активного водообмена и характеризуются значительной пестротой по составу и степени минерализации: минерализация вод обычно колеблется в пределах 1—20 г/л.

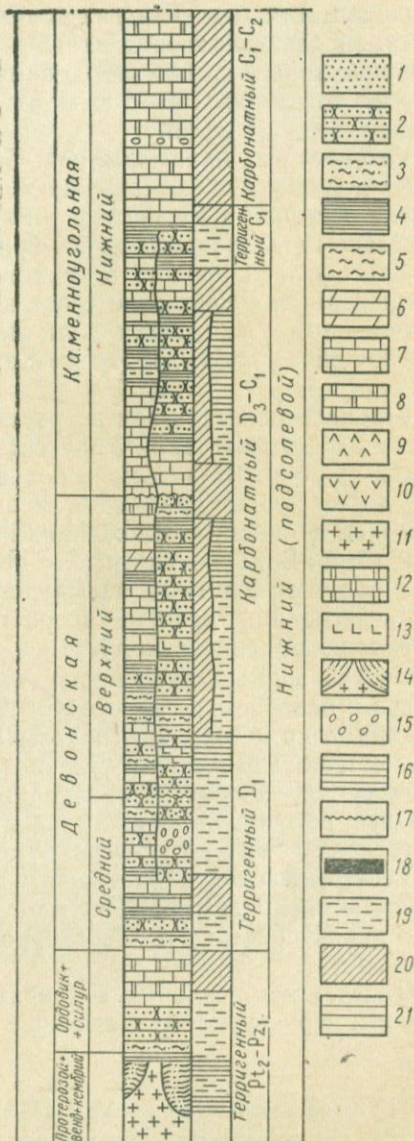
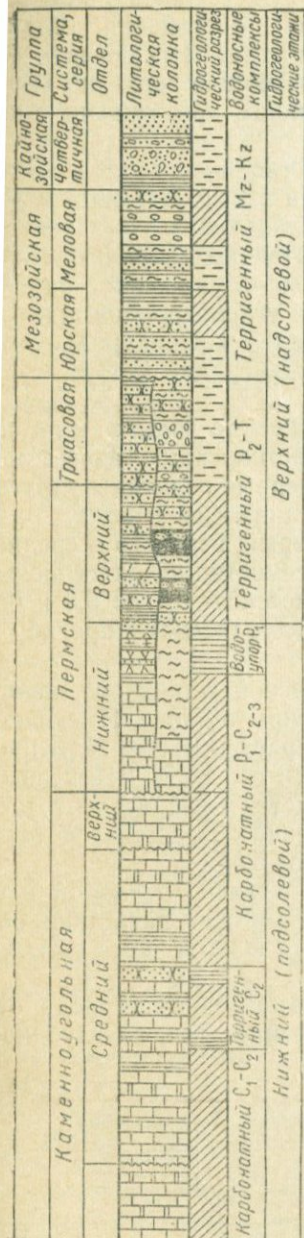


Рис. 14. Схематический сводный литолого-гидрогеологический разрез Тимано-Печорского нефтегазового бассейна. Составили В. К. Сошников и Е. В. Стадник, 1970.

1 — пески; 2 — песчаники; 3 — алевролиты; 4 — глины; 5 — аргиллиты; 6 — мергели; 7 — известняки; 8 — доломиты; 9 — ангидриты; 10 — гипсы; 11 — соль; 12 — известняки доломитизированные; 13 — эффузивные породы; 14 — кристаллический фундамент; 15 — конгломераты; 16 — глинистые известняки; 17 — стратиграфические несогласия; 18 — уголь; 19 — водоносные толщи; 20 — относительно водоупорные толщи; 21 — водоупорные толщи.

Гидрохимические материалы указывают на существование в недрах большей части бассейна гидрогеохимической обстановки, благоприятной для сохранения залежей нефти и газа. Исключение составляют зоны активного водообмена, занимающие верхнюю часть разреза до глубин 150—200 м, а также районы, примыкающие непосредственно к Тиману.

Газонасыщенность пластовых вод. Состав растворенных газов подсолевых докунгурских отложений метановый и азотно-метановый. На западе бассейна в Ухтинском районе преобладающим компонентом в составе газа является метан при незначительных концентрациях тяжелых углеводородов. К востоку, в Ижма-Сойвинском районе увеличивается содержание азота и тяжелых углеводородов при одновременном уменьшении доли метана. Далее к Предуральскому прогибу снова наблюдается увеличение концентраций метана и его гомологов.

Газонасыщенность вод возрастает с запада на восток и на север от 300 до 1600 см³/л. Упругость воднорастворенных газов изменяется от 20 до 100 кгс/см² и более. Повышенные величины упругости, достигающие 150 кгс/см² и более, установлены в водах Вуктыльской площади в отложениях нижней перми, верхнего и среднего карбона. Воды докунгурского этажа повсеместно недонасыщены: величина коэффициента насыщения изменяется от 0,1 до 0,8 и более, в региональном плане возрастая к Предуральскому прогибу и акваторию Баренцева моря.

Состав воднорастворенного газа надсолевой толщи отложений изучен в основном в гидрогеологически раскрытой зоне. Имеющиеся данные по источникам показывают, что растворенные газы преимущественно азотного и углекисло-азотного составов. В северных районах, тяготеющих к акваторию Баренцева моря, в газах термальных источников из мезозойских отложений содержание метана достигает 80—92%, а тяжелых углеводородов 5,6%.

Геотермическая характеристика недр. В связи со слабой изученностью недр Тимано-Печорского бассейна можно дать лишь общую характеристику температурного режима южной части региона (табл. 10).

Отмечаются различия температурной характеристики недр отдельных структурно-тектонических зон бассейна. Так, на глубинах

Таблица 10

Распределение температур в недрах Тимано-Печорского бассейна

Возраст отложений	Глубина залегания, м	Температура, °С
Нижний карбон	1100—1500	24—35
Верхний девон	1000—2000	45—76
Средний девон	1500—2300	57—79

2000 м в пределах Западно-Тэбукского поднятия температура в среднем составляет 60°C, юго-западнее в районах, приближенных к Тиману (в недрах Омра-Сойвинского района) температура на аналогичных глубинах обычно не превышает 50°C. Заметное понижение температуры наблюдается также в сторону Предуральяского прогиба. Так, на срезе 2000 м между западными и восточными районами бассейна фиксируется на расстоянии в 140—160 км температурная разница в 48—50°C. Эти различия объясняются неравномерностью распределения по площади радиоактивных элементов и положением в разрезе глинистых и галогенных толщ (Б. Н. Любомиров, 1966).

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР

Общегидрогеологические и гидрохимические показатели

Как и для других бассейнов, тип вод и величина минерализации указывают на благоприятные условия нефтегазоаккумуляции и сохранения залежей. Такие благоприятные условия наблюдаются в горизонтах, залегающих в зоне высокой гидрогеологической закрытости недр (на глубинах более 800—1000 м), содержащих минерализованные (более 100—150 г/л) и метаморфизованные ($\frac{r_{Na}}{r_{Cl}} = 0,5—0,65$) воды.

Из гидрохимических показателей, ввиду слабой изученности бассейна, можно оценить лишь сульфаты. Воды девонского терригенного комплекса, который в пределах бассейна является регионально нефтегазоносным, содержат сульфатов не более 5 мг-экв/л. На продуктивных структурах сульфатность вод понижается. В водах вышележащих отложений содержание сульфатов возрастает до 10—15 мг-экв/л и более. В пермских отложениях, обогащенных соленосно-гипсоносными породами, вследствие постоянного пополнения вод сульфатами из водовмещающих толщ сульфатность как показатель теряет силу.

Газовые показатели

В условиях бассейна в приконтурных частях залежей содержится максимальное количество тяжелых углеводородов и метана. При удалении от контура количество их уменьшается при одновременном возрастании азота. Более высокое количество тяжелых углеводородов содержится в приконтурных водах нефтяных залежей. В водах газовых залежей концентрации тяжелых углеводородов незначительны. В качестве примера рассмотрим нефтяную залежь пласта Д₂ Западно-Тэбукского месторождения. Содержание метана в пластовых водах зоны влияния залежи изменяется от 60 до

69%, азота — от 28 до 30%, тяжелых углеводородов от 9,4 до 11,9%. Газонасыщенность пластовых вод варьирует от 550 до 740 см³/л, а общая упругость газов — в пределах 28—30 кгс/см². На расстоянии 20 км в районе площади Кыка-Ель, в скважинах, расположенных в пределах фоновых участков, содержание метана уменьшается до 50%, азота возрастает до 40%, а тяжелых углеводородов не более 4%. Газонасыщенность вод не превышает 400 см³/л. Как и для других бассейнов, здесь установлено явление лобового и тылового эффекта (табл. 11).

Таблица 11

Характер изменения газовой составляющей в водах Западно-Тэбукского нефтяного месторождения (продуктивный пласт Д₂)

Положение скважин относительно потока	Расстояние до ВНК, м	Газонасыщенность, см ³ /л	Состав газа, % объем.			Общая упругость, кгс/см ²	$p_{г}/p_{в}$
			СН ₄	N ₂	Т. у.		
Лобовая часть	250	570	59,7	30,4	9,4	107	0,52
Тыловая часть	1150	740	60,1	28,0	11,9	111	0,55

Геотермические показатели

Температурные замеры в недрах отдельных площадей показали совпадение температурных максимумов со сводовой частью структур. Примерами могут служить Ярегское поднятие, с которым связано месторождение тяжелой нефти, и Западно-Тэбукское, в пределах которого известно многопластовое нефтяное месторождение. Разница в температурах в сводовой и крыльевой частях указанных поднятий составляет: для первого — до 15—20°C, для второго до 10°C.

Температурные максимумы отмечаются в сводовых частях не только продуктивных, но и «пустых» структур. Например, температурная аномалия зафиксирована на структуре Мутный Материк, в недрах которой залежи нефти и газа не обнаружены.

Глава V

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЫ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Как показал опыт поисково-разведочных работ, применение гидрогеохимических показателей, и особенно газовых, при оценке перспектив нефтегазонасыщенности отдельных районов невозможно без знания гидрогеохимической обстановки залегания залежей нефти и

газа (В. П. Савченко, А. Л. Козлов, В. Н. Корценштейн, Л. М. Зорькин, Э. Е. Лондон, Е. В. Стадник и др.). Так, в условиях нарушенных гидрогеохимических связей низкая упругость еще не является отрицательным показателем наличия углеводородных скоплений. И, наоборот, в обстановке современного роста залежей, отличающейся перенасыщенностью пластовых вод углеводородными газами и даже некоторым превышением давления насыщения над пластовым,

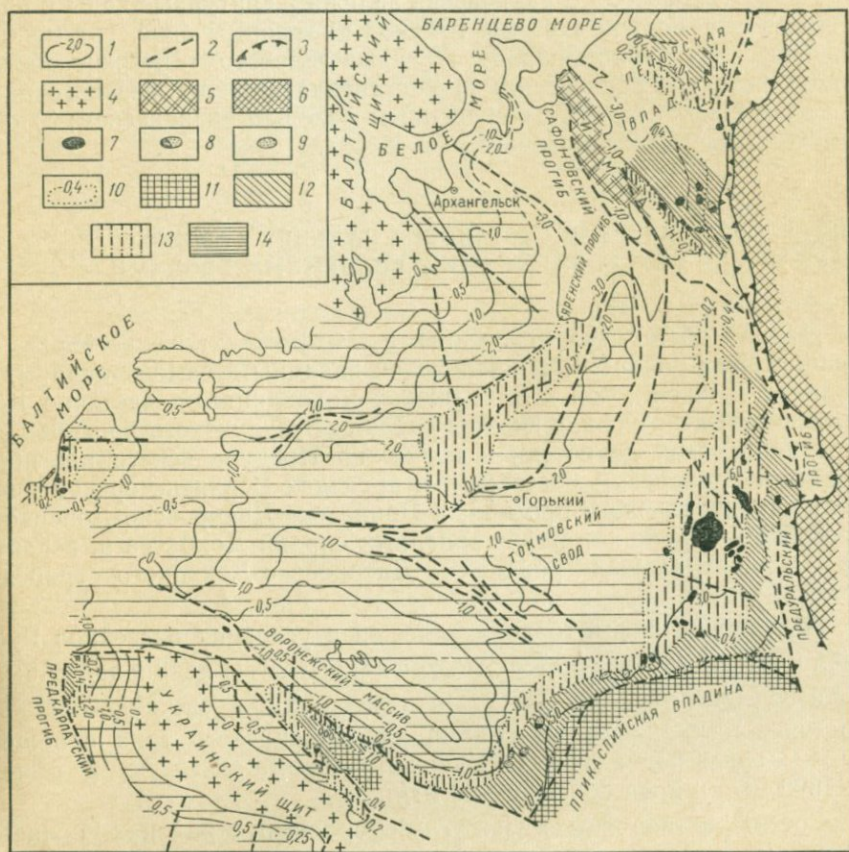


Рис. 12. Схема гидрогеохимического районирования и оценки перспектив нефтегазоносности водоносной системы докунгурских отложений Русской платформы.

Составили Л. М. Зорькин, Е. В. Стадник, В. К. Сошников, Г. А. Юрин, 1970.

1 — глубина залегания фундамента; 2 — основные разломы фундамента; 3 — бортовой уступ Прикаспийской впадины и Предуральский прогиб; выходы на поверхность пород фундамента; 4 — дорифейского, 5 — рифейского, 6 — герзинского; залежи: 7 — нефтяные, 8 — газонефтяные, 9 — газовые; 10 — изолинии p_g/p_b ; 11 — обстановка наличия фазового равновесия между залежами и водами ($p_g/p_b \geq 1$) — территория, перспективная преимущественно на газ и газоконденсат; 12 — зона незначительного смещения фазового равновесия ($p_g/p_b = 0,4 \div 1$) — территория, перспективная на газ и нефть; 13 — зона значительного смещения фазового равновесия между водами и залежами ($p_g/p_b = 0,4 \div 0,2$) — территория, перспективная преимущественно на нефть; 14 — обстановка отсутствия фазового равновесия ($p_g/p_b < 0,2$) — территория малоперспективная на нефть и неперспективная на газ.

низкие упругости нередко характеризуют участки невысоких перспектив. Таким образом, методики оценки перспектив газонефтеносности по данным гидрогеологии будут существенно различаться в зависимости от конкретного проявления связи залежей углеводородов с пластовыми водами. Поэтому районирование по гидрогеохимическим обстановкам является одним из существенных этапов изучения гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов.

Исходя из фазового равновесия залежь \rightleftharpoons контурные воды в пределах водонапорной системы Русской платформы (рис. 12) можно выделить три принципиально отличные гидрогеохимические обстановки фазового равновесия: 1) обстановка наличия фазового равновесия; 2) обстановка с нарушенным фазовым равновесием; 3) обстановка отсутствия фазового равновесия.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА НАЛИЧИЯ ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ МЕЖДУ ЗАЛЕЖАМИ И ПОДЗЕМНЫМИ ВОДАМИ

Данная обстановка отмечена в Урало-Волжском бассейне — в прибортовых районах Прикаспийской впадины и самой впадины, в районах Приволжской и Заволжской моноклиналей, частично Карамышской депрессии, в южных районах Бузулукского прогибания, Преддонбасской депрессии и возможно Предуральского прогиба; в Тимано-Печорском бассейне — в пределах Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба; в Припятско-Днепровско-Донецком бассейне — в районах северо-западных окраин Донбасса и, вероятно, в центральных районах Днепровско-Донецкого грабена (рис. 12).

Обстановка формирования залежей в условиях бассейнов Русской платформы отличается высокой закрытостью недр и застойным водным режимом. Пластовые воды повсеместно представлены высокоминерализованными рассолами хлоркальциевого типа с общей суммой солей более 200 г/л. Содержание брома зачастую превышает 1000 мг/л и йода более 10—20 мг/л.

Состав растворенных газов углеводородный: в районах Нижнего Поволжья и Преддонбасской депрессии — метановый; в северной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, на площадях Предуральского прогиба, Верхнепечорской впадины, северо-западных окраин Донбасса и центральных частей Днепровско-Донецкой впадины газы обогащены тяжелыми углеводородами. Содержание азота обычно менее 5%. Упругость газов, как правило, превышает 200 кгс/см². Пластовые воды характеризуются предельным насыщением углеводородными газами, упругость повсеместно равна или несколько превышает пластовые давления — $p_r/p_v \geq 1$. Обстановка характеризуется условиями формирования (роста) газовых (газоконденсатных) залежей.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА СМЕЩЕННОГО ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ МЕЖДУ ЗАЛЕЖАМИ И ПОДЗЕМНЫМИ ВОДАМИ

Данная обстановка характерна для значительной части территории Русской платформы: в Урало-Волжском бассейне — для большинства районов с выявленной нефтегазоносностью Волгоградско-Саратовского Поволжья, Куйбышевской и Оренбургской областей, Среднего Поволжья и Пермского Прикамья; в Тимано-Печорском — для восточного погружения Тиманского поднятия, Ижма-Печорской впадины, Печорской гряды и, возможно, для впадин, расположенных на севере бассейна; в Припятско-Днепровско-Донецком бассейне — для площадей Припятской впадины (подсолевые и межсолевые отложения девона), Днепровско-Донецкой впадины без Брагинско-Черниговского выступа фундамента и ее периферийных частей; в Среднерусском бассейне — для погруженных площадей северо-восточной территории Московской синеклизы (протерозойские отложения) и, очевидно, Мезенской впадины в зоне развития соленосной кунгурской покрывки.

Обстановка характеризуется превышением гидростатических давлений, а также давлений в газовых и газоконденсатных залежах и давления насыщения нефтей над упругостью растворенных в подземных водах газов. Залежи нефти и газа разрушаются. В зависимости от масштабов и длительности разрушения углеводородов, а следовательно, от степени смещения фазового равновесия намечаются более дробные подобстановки: незначительного и значительного фазового смещения. Такие подобстановки наиболее четко выделяются в пределах Урало-Волжского бассейна (рис. 12). В недрах других бассейнов вследствие ограниченности фактических данных такое разделение затруднительно.

Рассматриваемая обстановка характеризуется застойным водным режимом в условиях высокой закрытости недр. Пластовые воды представляют высокоминерализованные рассолы хлоркальциевого типа с общей суммой солей более 150—200 г/л. Концентрация брома в водах обычно превышает 500—800 мг/л и йода — более 10—15 мг/л.

Состав воднорастворенных газов изменяется от углеводородного до азотно-углеводородного и углеводородно-азотного: в районах Нижнего Поволжья преимущественно метановый и азотно-метановый, на площадях Бузулукской депрессии и Предуральяского прогиба азотно-метановый с повышенным содержанием тяжелых углеводородов, на остальной территории газы преимущественно метаново-азотные; на территории Тимано-Печорского бассейна газы метановые и азотно-метановые, обогащенные тяжелыми углеводородами; в Припятской впадине газы метаново-азотного и азотно-метанового составов с повышенным содержанием тяжелых углеводородов; на большей территории Днепровско-Донецкой впадины состав газов метановый и азотно-метановый, а в наиболее погруженных частях газы обогащаются тяжелыми углеводородами; газы

метаново-азотного состава встречаются в погруженных зонах Московской синеклизы. Упругость воднорастворенных газов обычно превышает 40—60 кгс/см². Подземные воды недонасыщены газами: величина p_r/p_v изменяется от 0,2 до 0,97—0,99.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА ОТСУТСТВИЯ ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ МЕЖДУ ЗАЛЕЖАМИ И ПОДЗЕМНЫМИ ВОДАМИ

К районам с данной обстановкой относятся периферийные части Урало-Волжского, Тимано-Печорского, Припятско-Днепровско-Донецкого и Среднерусского бассейнов (рис. 12).

В окраинных частях бассейнов палеозойско-протерозойские отложения залегают, как правило, в условиях свободного водообмена и раскрытости недр. В нижних зонах палеозойско-протерозойских комплексов, а также в пределах большей территории Среднерусского бассейна отложения характеризуются режимом затрудненного водообмена.

Пластовые воды отличаются пестрым составом, однако преобладает хлоркальциевый тип вод. Минерализация обычно не превышает 40—60 г/л, однако в нижних частях разреза она последовательно нарастает. Концентрация брома в водах обычно меньше 200 мг/л и йода меньше 5 мг/л.

Состав газов, растворенных в подземных водах, преимущественно азотный (концентрация азота часто достигает 95—100%). Тяжелые углеводороды в газах повсеместно отсутствуют. Общая упругость газов обычно не превышает 20 кгс/см² и последовательно нарастает к внутренним наиболее погруженным и гидрогеологически закрытым районам бассейнов. Подземные воды регионально в незначительной степени недонасыщены газами. Величина коэффициента насыщения вод газами не превышает 0,2.

Глава VI

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

Исходя из геолого-гидрогеологической изученности регионов оценка перспектив их нефтегазоносности по гидрогеохимическим показателям обычно проводится в три этапа (В. Н. Корценштейн, 1963; Л. М. Зорькин, 1969 и др.): 1) общая оценка перспектив нефтегазоносности бассейнов или крупных территорий в целом; 2) оценка перспектив отдельных водоносных комплексов или зон в пределах бассейна; 3) оценка перспектив нефтегазоносности локальных структур.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАССЕЙНОВ ИЛИ КРУПНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Оценка перспектив нефтегазоносности крупных бассейнов в целом должна заключаться в выяснении потенциальных возможностей всего бассейна исходя из анализа гидрогеохимических условий недр. Гидрогеохимические условия недр в свою очередь зависят от особенностей осадконакопления, возраста нефтегазосодержащих толщ, гидрогеологической развитости бассейна, тектонического режима региона и др.

Во времени масштабность генерации углеводородов снижается в связи с невозможностью исходного органического вещества. Водонапорные комплексы, сложенные относительно более молодыми отложениями (кайнозойскими, мезозойскими), при прочих равных условиях характеризуются большей газонасыщенностью пластовых вод по сравнению с водонапорными комплексами древних отложений. Поэтому молодые отложения, в которых идут интенсивные процессы генерации углеводородов, более перспективны, чем древние. Однако даже при предельной газонасыщенности пластовых вод промышленные скопления углеводородных газов могут отсутствовать. Подобное явление характерно для молодых отложений, в которых процессы перераспределения углеводородов между пластовыми водами и ловушками находятся на начальной стадии. Такие условия отмечаются в плиоценовых отложениях Прикаспийской впадины к северу от линии Арал-Сор — Новая Казанка. В Японии, в бассейнах Канто и Ниагата, заполненных мощными толщами плиоценовых и плейстоценовых осадков, пластовые воды предельно газонасыщены, хотя существенные промышленные скопления не обнаруживаются.

Можно привести и другой пример. В палеозойских отложениях прибортовых частей Прикаспийской впадины, где отмечается предельная насыщенность вод углеводородами, открыты месторождения-гиганты (Оренбургское, Степновское и др.). И, наоборот, имеются районы, характеризующиеся высокой недонасыщенностью вод углеводородами, где встречены крупнейшие залежи нефти и газа. Для выяснения указанных особенностей гидрогеохимических обстановок, кроме особенностей газонасыщения пластовых вод, необходимо иметь данные о характеристике органического вещества в пластовых водах, условиях гидрогеологического развития бассейна и др.

При оценке перспектив нефтегазоносности крупных территорий или бассейнов необходимо различать два разных случая. Во-первых, когда оценка производится для бассейнов с уже установленной нефтегазоносностью в его пределах на каких-то единичных структурах или зонах; во-вторых, когда нефтегазоносность ни на одной площади бассейна не установлена и предполагается определить целесообразность постановки здесь геологопоисковых работ на нефть и газ. Причем если в первом случае для бассейнов с уже

выявленной нефтегазоносностью методика оценки перспектив, в том числе и по гидрогеохимическим критериям, разработана в достаточной мере и имеются сравнительно надежные критерии, то для бассейнов с невыявленной нефтегазоносностью такие критерии практически не разработаны. В последнем случае первостепенное значение имеет установление фактов, указывающих на течение в недрах бассейна процессов нефтегазообразования или нефтегазонакопления. Анализ и обобщение большого фактического материала по газоносности и особенностям органического вещества пластовых систем артезианских бассейнов, различающихся по геолого-тектоническому и гидрогеологическому строению, показывают, что газы и органическое вещество водонапорных систем являются теми диагностическими признаками, которые отражают течение в недрах региональных процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Таким образом, характеристики газоносности и органического вещества пластовых вод могут быть использованы для прямой оценки нефтегазоносности крупных регионов и бассейнов.

Допуская первичность регионального фона газонасыщения и органической составляющей пластовых вод и вторичность залежей, можно вывести общее правило: бассейны, сложенные мезо-кайнозойскими отложениями при региональном отсутствии углеводородов в пластовых водах или резком недонасыщении вод углеводородными газами будут бесперспективными как на нефть, так и на газ. В древних палеозойских и допалеозойских бассейнах, пластовые воды которых не содержат углеводородов или отличаются резкой недонасыщенностью углеводородными газами, отложения комплексов бесперспективны на газ и возможно перспективны на нефть. Для более уверенного заключения о перспективах нефтеносности древних отложений необходимо установить, были ли в данном бассейне благоприятные условия для генерации жидких углеводородов. Выяснение этих возможностей имеет принципиальное значение, так как при условии генерации жидких углеводородов бассейн может быть перспективным на нефть даже при отсутствии регионального фона газонасыщения углеводородными газами. Однако в составе газов как неперемное условие должны наряду с азотом присутствовать и тяжелые гомологи метана. Очевидно, и состав воднорастворенного органического вещества должен отличаться специфическими особенностями — наличием в водах бензола, толуола, повышенных концентраций аммония, фенолов и др.

С указанных выше позиций рассмотрим имеющиеся гидрогеохимические материалы, позволяющие произвести оценку перспектив нефтегазоносности Среднерусского бассейна в целом, в пределах которого залежи нефти и газа не обнаружены. Как уже отмечалось, в пределах изученной территории бассейна до глубин примерно 3000 м существуют неблагоприятные условия для формирования и сохранения залежей нефти и газа, характерные для конечной стадии уничтожения углеводородов. Об этом свидетельствуют особенности газовой составляющей подземных вод (низкая газонасыщен-

ность вод, азотный состав газов, отсутствие тяжелых углеводородов, низкие упругости газов и коэффициента насыщения вод газами) и химизма вод (высокие содержания сульфатов, низкие концентрации органического вещества и др.). Эти данные находятся в соответствии с пониженными содержаниями органического вещества в породах. Указанные материалы совместно с данными расчетов баланса углеводородов в пластовой системе могут свидетельствовать о том, что в пределах изученных частей Среднерусского бассейна до глубин 2500—3000 м масштабы процессов нефтегазообразования были незначительны. Однако на значительных глубинах в пределах Московской синеклизы и в Мезенской впадине возможно существуют иные условия.

Следует отметить, что методика оценки перспектив нефтегазоносности бассейнов или крупных территорий в целом не требует проведения каких-то специальных геологоразведочных работ. Для осуществления прогноза необходимо проводить изучение газовой фазы и органического вещества пластовых вод в любой наиболее глубокой скважине, пробуренной в пределах данного бассейна. В частности, наиболее эффективно для этих целей использование опорных скважин, заложение которых обычно проводится с учетом геолого-тектонических условий района. Следует, однако, отметить, что при опробовании глубоких скважин исследование газовой и органической составляющих водоносных горизонтов проводится довольно редко. Это резко снижает качество получаемой информации.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОДОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ ИЛИ ЗОН В ПРЕДЕЛАХ БАСЕЙНА

Оценка перспектив отдельных водоносных комплексов или зон в пределах бассейна предусматривает большую изученность бассейна, когда установлена принципиальная возможность течения в недрах процессов нефтегазообразования с интенсивностью, достаточной для формирования залежей углеводородов. На этом этапе оценки бассейна необходимо определить наиболее оптимальные направления и районы, в пределах которых должны быть сосредоточены основные объемы поисковых, а затем и разведочных работ. Здесь также возникает возможность определения направления преимущественного развития залежей того или иного типа (нефтяных, газонефтяных, газовых).

На рассматриваемом этапе уверенную оценку перспектив нефтегазоносности, в особенности по воднорастворенным газам, можно дать, если установлен характер фазового равновесия в пределах разведанных месторождений в системе залежь-воды, а также известны гидрогеологические особенности нефтегазосборной территории: расположение зон питания, транспортировки и разгрузки, гидрогеохимическая и геотермическая характеристики подземных вод и др.

В зависимости от общих гидрогеохимических условий с учетом геологического строения и гидрогеологического развития бассейна выделяются три основные гидрогеохимические обстановки формирования, сохранения и разрушения залежей: обстановка наличия фазового равновесия между залежами и подземными водами, обстановка смещенного фазового равновесия и, наконец, обстановка отсутствия фазового равновесия. Каждая из обстановок отличается гидрогеологическими условиями (в особенности по газовой составляющей подземных вод), характером нефтегазоносности и степенью перспективности недр.

На территории Русской платформы, как уже отмечалось, существуют все три обстановки. Отложения палеозоя и протерозоя в условиях первой обстановки являются высокоперспективными для открытия крупных и крупнейших газовых и газоконденсатных залежей. Это положение подтверждается открытием в этой гидрогеохимической обстановке или прилегающих районах таких газовых и газоконденсатных месторождений-гигантов, как Оренбургское, Выктыльское, Шебелинское и др.

Районы существования второй обстановки перспективны на нефть и газ. В пределах погруженных зон Московской синеклизы, где в протерозойских отложениях существует обстановка значительного смещения фазового равновесия, возможно, перспективны для открытия нефтяных залежей (глубины более 2500—3000 м). В этой обстановке на территории Русской платформы известны наиболее крупные нефтяные и нефтегазовые месторождения (Коробковское, Жирновско-Бахметьевское, Урицкое, Туймазинское, Шкаповское, Ярино-Каменоложское, Западно-Тэбукское, Пашнинское, Печорогородское, Речицкое, Качановское, Ефремовское и др.).

Гидрогеохимическая обстановка отсутствия фазового равновесия неблагоприятна для сохранения залежей нефти и газа и отличается условиями, характерными для конечной стадии уничтожения углеводородных скоплений. Существовавшие ранее залежи (в случае если они здесь формировались) полностью разрушились и остались лишь «шлейфы» растворенных в воде углеводородов или залежи азотного газа. Площади с рассматриваемой гидрогеохимической обстановкой малоперспективны в отношении нефтеносности и неперспективны для обнаружения газовых залежей. В то же время здесь имеется большая вероятность существования залежей азотного газа. Например, известные азотные залежи северо-западных окраин Урало-Волжского бассейна залегают в пластовой системе, характеризующейся гидрогеохимической обстановкой отсутствия фазового равновесия между залежами и подземными водами.

Смена гидрогеохимических обстановок происходит в направлении погруженных частей бассейнов (крупных впадин). Вместе со сменой гидрогеохимических обстановок последовательно нарастают перспективы нефтегазоносности. При этом наблюдается более или менее четкая дифференциация в распределении областей нефте- и газонакопления. В наиболее погруженных зонах в условиях обста-

новки наличия фазового равновесия между залежами и подземными водами обычно распространены газовые и газоконденсатные залежи, которые в направлении окраинных частей бассейнов вместе со сменой гидрогеохимических условий на обстановку смешенного фазового равновесия сменяются газонефтяными и нефтяными залежами. И, наконец, в периферийных зонах бассейнов, приближенных к областям инфильтрации вод, где существует гидрогеохимическая обстановка отсутствия фазового равновесия между залежами и подземными водами, отмечаются залежи азотного газа и тяжелых окисленных нефтей.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР

Завершающим этапом прогнозирования является оценка перспектив нефтегазоносности локальных структур, которая производится после того, как выявлены гидрогеохимические обстановки формирования, сохранения и разрушения залежей углеводородов и определены их особенности. Обычно при оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур пользуются гидрохимическими и газовыми показателями. В последнее время в нефтегазопонсковых целях используются бактериальные, гидродинамические и геотермические показатели. Все эти показатели неразрывно связаны между собой, и взаимосвязь их определяется исходными процессами, протекающими в системе порода — вода (органическое вещество) — нефть (газ).

Большое разнообразие показателей и неравнозначность их при оценке перспектив нефтегазоносности, как показал анализ фактических материалов, требуют дифференциации в отношении использования каждого показателя в комплексе поисковых работ на нефть и газ. Существующие классификации гидрогеохимических показателей, как правило, базируются на делении показателей на прямые и косвенные (В. А. Сулин, 1948; А. А. Карцев, 1963 и др.).

Прямые локальные показатели в свою очередь обычно (Э. Е. Лондон и др., 1965 и др.) подразделяются на две группы.

1. Прямые индикаторы нефти и газа, т. е. показатели ореольного рассеяния компонентов от залежей.

2. Показатели биохимического и физико-химического взаимодействия залежей нефти и газа с пластовыми водами.

Косвенные локальные показатели нефтегазоносности не указывают на наличие залежей нефти или газа в пределах исследуемой структуры, но имеют важное значение при оценке перспектив нефтегазоносности, так как несут информацию о существующих в недрах условиях, благоприятных для формирования и сохранения углеводородных скоплений.

Группа локальных показателей ореольного рассеяния включает компоненты, мигрирующие от залежей. Эти компоненты, генетически связанные с залежами, являются безусловными прямыми индикаторами на нефть и газ. Сюда относятся газовые показатели рас-

сеяния залежей нефти и газа и показатели органического вещества (ароматические углеводороды, фенолы, фосфор, аммоний и, возможно, йод).

Группа прямых локальных показателей биохимического и физико-химического взаимодействия залежей с пластовыми водами также генетически связана с залежами нефти и газа, но отражает условия их разрушения под воздействием окислительно-восстановительных процессов. Сюда включаются показатели окислительно-восстановительных реакций: сероводород, углекислый газ, сульфатность вод (степень насыщения вод сульфатами) и бактерии, осуществляющие подземное окисление углеводородов (углеводородоокисляющие и сульфатредуцирующие).

Названные группы показателей, отражающие изменение состава пластовых вод, их газовой составляющей и бактериального населения в зоне взаимодействия с залежами нефти и газа, в определенных условиях вполне надежно отражают нефтегазоносность водовмещающих комплексов и в связи с этим относятся к группе прямых поисковых показателей нефтегазоносности. Локальная положительная структура может быть однозначно отнесена в разряд продуктивных (это относится и к залежам неструктурного типа), если к своду структуры (или вверх по восстанию пластов для залежей неструктурного типа) в направлении от регионального фона прослеживаются следующие закономерности в изменении состава пластовых вод и ее газовой составляющей:

- 1) увеличение общей газонасыщенности пластовых вод;
- 2) увеличение содержания углеводородных компонентов, сопровождающееся уменьшением азота в растворенном газе;
- 3) увеличение парциальной газонасыщенности углеводородных компонентов;
- 4) увеличение общей упругости растворенного газа и парциальной упругости углеводородов;
- 5) увеличение коэффициента насыщения вод газами;
- 6) обогащение растворенного газа кислыми газами (CO_2 и H_2S);
- 7) увеличение содержаний в пластовых водах бензола, толуола, аммония, фосфора и фенолов;
- 8) уменьшение содержания сульфатов и степени их насыщения;
- 9) наличие в пластовых водах углеводородной микрофлоры и сульфатредуцирующих бактерий, указывающих на присутствие углеводородов, ассимилирующихся бактериями.

Названные выше прямые показатели также неравнозначны при оценке перспектив нефтегазоносности. Наиболее достоверными являются газовые и некоторые показатели гидрохимической группы. Значимость бактериальных показателей и продуктов их окисления зависит от температурного фактора, степени минерализации, метаморфизма вод и др. Эти показатели ограничимо применимы для оценки перспектив нефтегазоносности и приобретают наибольшее значение в зоне активного и замедленного водообмена (Э. Е. Лондон и др., 1965).

Эффективность применения прямых показателей при оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур различна в пределах разных гидрогеохимических обстановок. Наибольшее значение они имеют в гидрогеохимических условиях смещенного фазового равновесия между залежами и пластовыми водами и его отсутствия. Оценка перспектив продуктивности локальных структур в условиях наличия фазового равновесия между залежами и пластовыми водами не представляет особых затруднений. Выявление предельно газонасыщенных вод может служить надежным показателем для уверенного прогноза нефтегазоносности любой ловушки.

Оценка перспективности локальных структур в условиях смещенного фазового равновесия между залежами и пластовыми водами или в условиях отсутствия равновесия более затруднительна. Нередко здесь только бурение может однозначно решить вопрос о продуктивности разведываемой структуры. Местоположение залежи по прямым показателям в условиях отмеченных гидрогеохимических обстановок фиксируется в зоне максимальных упругостей растворенного газа и величины коэффициента насыщения вод газами. В том случае, если упругость растворенного газа, возрастая к сводовой части структуры, достигает пластового давления, разведываемая структура может однозначно оцениваться как перспективная на газ и возможно газоконденсат. Специфическим показателем нефтяных и газоконденсатных залежей является увеличение содержания тяжелых углеводородов в составе растворенных газов, сопровождающееся возрастанием концентраций бензола, толуола, аммония и фосфора в пластовых водах в направлении свода ловушки. Особенно четко залежи нефти на общем гидрогеохимическом фоне отмечаются в условиях отсутствия фазового равновесия. Находясь в чуждой среде, нефтяные скопления здесь фиксируются резкими «полюсами» повышенных содержаний тяжелых углеводородов, бензола, толуола, аммония и фосфора.

Информативность микробиологических показателей и продуктов биохимического окисления углеводов определяется оптимальными условиями жизнедеятельности бактерий, что зависит от температурного фактора, окислительно-восстановительного потенциала, степени минерализации, состава пластовых вод и других компонентов, оказывающих токсическое влияние на развитие микрофлоры. Поэтому эти показатели применимы лишь в определенных условиях. Так, при температурах более 60—80°C жизнедеятельность различных видов бактерий резко затухает. Поэтому сульфатный показатель эффективен лишь в условиях оптимальной жизнедеятельности сульфатредуцирующих бактерий (в области температур 30—60°C). Точно так же сульфатный показатель теряет силу в зоне распространения высококонцентрированных рассолов солеродных бассейнов и рассолов выщелачивания. В этом случае отсутствие аномалий по сульфатам не является отрицательным показателем нефтегазоносности. Жизнедеятельность микроорганизмов, окисляющих углеводороды, также ограничена температурным фактором и особен-

ностями водной среды. Таким образом, группа прямых показателей биохимического и физико-химического взаимодействия залежей с пластовыми водами (CO_2 , H_2S , сульфатный показатель, сульфатредуцирующие и углеводородоокисляющие бактерии) применимы для прямой оценки перспектив нефтегазоносности локальных структур лишь при определенных температурном факторе и составе пластовых вод. По этой причине применение этой группы показателей как самостоятельных поисковых критериев для выявления залежей нефти и газа ограничено. Их применение эффективно лишь в комплексе с другими показателями.

Все остальные показатели входят в разряд косвенных критериев нефтегазоносности. Сюда включено большинство поисковых признаков группы гидрохимических показателей, а также группы гидродинамических и геотермических критериев. Среди косвенных гидрохимических показателей следует выделить тип вод и характер минерализации, концентрации в водах гидрокарбонатов, брома, бора, коэффициенты $\frac{r_{\text{Na}}}{r_{\text{Cl}}}$, $\frac{r_{\text{Ca}}}{r_{\text{Mg}}}$, $\frac{\text{Cl}^1}{\text{Br}}$ и др. К этим показателям следует

также относить содержание в водах органического вещества, его окисляемость (йодатную и перманганатную), величину отношения йодатной и перманганатной окисляемостей, состав битумной части органического вещества (извлекаемую хлороформом), наличие нафтеновых кислот и др. Указанные виды критериев характеризуют гидрогеохимическую обстановку в недрах, благоприятную или неблагоприятную для сохранения залежей нефти и газа.

Среди гидродинамических показателей выделяются характер области питания, вид транспортировки и разгрузки пластовых вод, наличие восходящих перетоков. Характер подземного стока вод определяет размеры и контрастность водных ореолов насыщения пластовых вод в лобовых и тыловых частях залежей. Восходящее движение пластовых вод в оптимальных условиях определяет возможность формирования залежей нефти и газа, например в прибортовых зонах прогибов. В условиях перетоков и разгрузки вод на участках региональных и локальных тектонических нарушений возможна также вертикальная миграция углеводородов и формирование многопластовых залежей нефти и газа. Наиболее благоприятными для формирования и сохранения залежей являются зоны замедленной и затрудненной циркуляции пластовых вод. Области глубинной разгрузки пластовых вод обычно отмечаются гидрохимическими, газовыми и геотермическими аномалиями.

Геотермические показатели определяют возможности развития бактериальных процессов подземного окисления углеводородов, а также имеют важное значение для оценки упругости растворенного газа и возможности существования свободной газовой фазы, газоконденсата или нефти. Обычно повышенной напряженностью теплового поля, как правило, характеризуются зоны разломов, по которым также возможна и вертикальная миграция углеводородов. Кроме того, геотермические показатели могут быть использованы

как структурно-морфологический признак наличия в недрах положительных структур.

МЕСТО ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЩЕМ КОМПЛЕКСЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Сущность гидрогеохимического метода поисков залежей нефти и газа заключается в комплексном изучении различных показателей вод всей пластовой системы бассейнов, включая и воды зоны активного водообмена. Изучение гидрогеологических особенностей нефтегазоносных бассейнов позволяет раскрыть сложные процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления в недрах пластовых систем, выделить в их пределах перспективные на нефть и газ зоны и локальные структуры.

Гидрогеохимические исследования проводятся практически на всех этапах поисково-разведочных работ на нефть и газ, однако особенности их на разных этапах различны.

Поисковый этап

На стадии предварительных поисков залежей нефти и газа по гидрогеохимическим показателям выполняется общая оценка перспектив нефтегазоносности бассейна или региона в целом, а также намечаются в их пределах участки для постановки более детальных работ. Общая оценка перспектив нефтегазоносности бассейнов или крупных территорий не требует проведения каких-то специальных геологоразведочных работ.

Гидрогеохимические исследования на этой стадии осуществляются в водах неглубоких горизонтов зоны свободного водообмена, вскрываемых колодцами, скважинами водоснабжения или выходящих на дневную поверхность в виде источников, а также в различных скважинах, бурящихся для поисков нефти и газа. На стадии рекогносцировочных гидрогеохимических исследований изучаются гидрохимические, газовые, гидродинамические, геотермические и микробиологические показатели водоносных горизонтов.

Изучение гидрохимических показателей включает определение солевого состава и общей минерализации вод, концентраций различных микрокомпонентов (йод, бром, бор и др.) и органического вещества (бензол, толуол, аммоний, фенолы, фосфор, органический углерод, йод и др.). При этом аномалии, фиксируемые в верхних горизонтах по солевому составу вод и общей минерализации, дают информацию лишь о существующих в недрах условиях, благоприятных для сохранения залежей нефти и газа. Изучение органического вещества в водах, особенно тех комплексов, которые непосредственно связаны с нефтью (бензол, толуол, фосфор, аммоний и др.), уточняет вероятность наличия или отсутствия залежей углеводородов в глубоких горизонтах. Определенную роль для прогноза неф-

тегазоносности глубоких горизонтов может иметь изучение сульфатности вод.

При изучении газовых показателей (газонасыщенности вод, состава воднорастворенных газов и их упругости) особый интерес представляют исследования изотопного состава некоторых газовых компонентов, что позволяет судить о генезисе газов. Появление в газах тяжелых углеводородов, характер распределения изомерных соотношений бутана и пентана могут свидетельствовать о наличии в глубоких горизонтах нефтяных или нефтегазовых залежей.

Гидродинамические показатели определяются данными изучения напоров и дебитов вод в скважинах, колодцах и источниках. Эти данные могут указывать на напорный характер вод, свидетельствующий о разгрузке глубоких горизонтов.

Геотермические показатели определяются температурными замерами воды в скважинах, колодцах и источниках. В случае установления аномально повышенных температур в водах можно утверждать о наличии вертикальной разгрузки вод глубоких горизонтов.

Микробиологические показатели основаны на изучении бактерий, окисляющих углеводороды (различного рода углеводородокисляющих и сульфатредуцирующих). При этом положительным признаком нефтегазоносности глубоких горизонтов служит наличие активных процессов сульфатредукции в водах или следов активных процессов сульфатредукции в прошлом (наличие сероводорода в водах, пирита в породах и др.). Наиболее показательными в нефтегазопищевом отношении являются бактерии, окисляющие пропан, бутан и частично пентан (Г. А. Могилевский, 1961 и др.). Индикаторные свойства метаноокисляющих бактерий ограничены, так как метан в верхних горизонтах может быть поверхностного генезиса. Целесообразность включения микробиологических определений в общий комплекс гидрогеохимических исследований обусловлена тем, что микроорганизмы, образующие бактериальный фильтр в зоне нефтяных и газовых залежей, могут ассимилировать значительную часть углеводородных газов, поступающих из залежи к дневной поверхности.

В результате комплексных гидрогеохимических исследований вод верхних водоносных горизонтов проводится рекогносцировочная оценка крупных территорий и выделяются наиболее перспективные районы для детализационных работ. Несомненным достоинством рекогносцировочных гидрогеохимических исследований в верхней зоне свободного водообмена является их экспрессность и независимость от буровых работ. Однако корректность получаемой информации недостаточна для заложения глубоких скважин.

На стадии детальных поисков в пределах наиболее перспективных участков, выделенных в процессе региональных рекогносцировочных работ, проводятся детальные исследования в специальных структурно-геохимических скважинах глубиной до 500 м, реже более, а также в глубоких поисково-разведочных скважинах. В этих

скважинах выполняется полный комплекс геохимических исследований (определение сорбированных породами газов, рассеянного органического вещества в породах, литологических особенностей и т. п.), включая и изучение гидрогеохимических показателей водоносных горизонтов. В результате детальных комплексных геохимических исследований оценивается достоверность геохимических аномалий, выделенных на стадии предварительных рекогносцировочных работ, а также определяется место заложения глубоких поисково-разведочных скважин. По результатам глубинного опробования водоносных горизонтов решается вопрос — находится данная скважина в ореоле влияния залежи или характеризует естественный фон.

Методика прогноза нефтегазоносности по результатам гидрогеохимических исследований водоносных горизонтов в единичной скважине изложена в работах В. Н. Корценштейна (1963, 1970 и др.), Л. М. Зорькина (1962, 1969 и др.), А. С. Зингера (1966, 1970 и др.), Е. В. Стадника (1967, 1970) и др. В процессе опробования скважины снизу вверх, если упругость воднорастворенных газов возрастает при одновременном увеличении углеводородов, и в водах растут концентрации бензола, толуола, фосфора, аммония, йода при уменьшении сульфатности вод, то можно говорить о приближении к залежи. Снижение упругости газа, содержания углеводородов, бензола, толуола, аммония, фосфора и повышение концентраций сульфатов указывает на отсутствие в данной ловушке залежи нефти или газа. Критерием для нефтяных залежей является наличие тяжелых углеводородов в газах и бензола, толуола, аммония и фосфора в водах. Способ оценки перспектив нефтегазоносности локальной структуры по единичной скважине особое значение имеет в условиях большой мощности коллектора водоносного комплекса, например, в условиях карбонатных толщ Урало-Волжского бассейна, терригенных комплексов Западной Сибири (пакурская свита мощностью до 1000—1200 м) и др.

Разведочный этап

Гидрогеохимические исследования на разведочном этапе включают детальное изучение всех водоносных горизонтов. Комплексные гидрогеохимические исследования помогают корректировать разведочное бурение, уточнять интервалы опробования и комплекс исследований бурения. По гидрогеохимическим показателям определяются водонефтяные и водогазовые контакты. В условиях предельного насыщения вод продуктивных горизонтов по данным гидрогеохимических исследований производится подсчет «скрытых» запасов газа, которые могут выделиться из воды и поступить в залежь в процессе разработки. Результаты изучения водоносных горизонтов также служат исходным материалом при определении режима разработки залежей нефти и газа (Г. М. Сухарев, 1956; В. Н. Корценштейн, 1960, 1963; А. А. Карцев, 1963 и др.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплексный анализ гидрогеохимических показателей пластовых систем позволяет устанавливать региональные и локальные гидрогеохимические критерии нефтегазоносности недр. Для бассейнов с невыясненной нефтегазоносностью необходимо установить региональные показатели возможности течения в недрах процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Важными индикаторами этих процессов являются воднорастворенные газы и органическое вещество пластовых вод. По характеру основных показателей пластовых вод выделяются три гидрогеохимические обстановки формирования, сохранения и разрушения углеводородных залежей: наличия фазового равновесия между залежами и подземными водами, смещенного фазового равновесия и отсутствия равновесия. Методики оценки продуктивности локальных структур в пределах различных обстановок различны.

В связи с большим разнообразием локальных гидрогеохимических критериев и неравнозначностью их при оценке перспектив нефтегазоносности недр показатели разделены на косвенные и прямые. Даны общие методические приемы оценки локальных структур по различным группам гидрогеохимических показателей.

В настоящее время имеются все возможности широко привлекать результаты гидрогеохимических исследований водоносных горизонтов для оценки перспектив нефтегазоносности недр на всех этапах поисково-разведочных работ. При этом гидрогеохимические исследования являются обязательным компонентом прямых геохимических поисков месторождений нефти и газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Анищенко Л. А., Кремс А. Я., Саар Д. А. Закономерности размещения нефтегазовых месторождений, пространственного изменения нефтей и газов на территории Тимано-Печорского бассейна. — «Геол. нефти и газа», 1968, № 10, с. 1—3.

Аммоний в рессалах Припятского нефтегазоносного бассейна. М., «Изв. АН СССР. Серия хим. наук», 1970, № 5, с. 83—87. Авт.: Г. В. Богомолов и др.

Афанасьев Т. П. Подземные воды Среднего Поволжья и их гидрохимическая зональность. М., Изд-во АН СССР, 1956, 172 с.

Барс Е. А. Гидрохимические показатели нефтеносности и гидрохимические методы поисков нефтяных залежей. — «Геол. нефти и газа», 1957, № 8, с. 8—13.

Барс Е. А. Гидрогеологические исследования нефтегазоносных областей. — «Труды ин-та геол. и разработки горюч. ископ.», 1968, вып. 1, с. 286—300.

Белякова Е. Е. Нефтепоисковое значение подземных вод и растворенных в воде газов по данным исследований в районе Самаро-Камского междуречья Волго-Уральской нефтеносной области. — «Труды Всесоюз. геол. ин-та. Новая сер.», 1956, вып. 18, с. 8—57.

Виноградов В. Л., Зорькин Л. М., Стадник Е. В. Гидрохимическая характеристика пластовых вод терригенных отложений среднего карбона юго-востока Русской платформы. — «Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природных газов», 1967, вып. 27/35, с. 35—41.

Гавриленко Е. С. Гидрохимические показатели нефтеносности по солевому и изотопному составу подземных вод. Киев, «Наукова думка», 1965, 190 с.

Гальченко В. А. Оценка газометрических исследований как прямых методов поисков нефтяных и газовых залежей в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины. М., «Недра», 1968, с. 236—240. (Труды Укр. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та, вып. XVI):

Гатальский М. А. Подземные воды и газы палеозоя северной половины Русской платформы. М., Гостехиздат, 1954, 165 с.

Гуревич М. С. Принцип комплексного нефтепоискового изучения подземных вод. Л., Госгеолиздат, 1956, с. 184—197. («Труды Всесоюз. геол. ин-та. Новая сер.», вып. 18).

Гуцало Л. К. О геохимической связи радиевых аномалий в подземных водах с нефтяными и газовыми залежами. — «Докл. АН СССР», 1967, т. 172, № 5, с. 1078—1080.

Думанский С. Г., Федорцев И. В., Ягнышак. Геотермия как один из возможных методов поисков залежей нефти и газа. — «Геол. нефти и газа», 1971, № 6, с. 38—42.

Ерофеев В. Ф. О природе тепловых аномалий Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. — «Сов. геол.», 1969, № 5, с. 81—91.

Застежко Ю. И., Лурье Е. Б., Терещенко В. А. Подземные воды

и газы каменноугольных отложений южного склона Воронежского кристаллического массива. Киев, «Наукова думка», 1963, с. 81—96. («Труды Укр. науч.-исслед. ин-та природных газов», вып. 1).

Зайдельсон М. И. Аммоний в пластовых водах как прямой нефтепоисковый показатель. Куйбышев, Изд-во област. упр. культуры, 1963, с. 107—111. («Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», вып. 20).

Зингер А. С. Газогидрохимические критерии нефтегазоносности локальных структур. Саратов, Изд-во Саратовск. ун-та, 1966, 476 с. («Труды Нижневолжск. науч.-исслед. ин-та геол. и геофиз.», вып. V).

Зингер А. С., Кравчик Т. Э. К проблеме прямых гидрохимических показателей нефтегазоносности и роли мицелярной растворимости при миграции углеводородов в водных растворах. Совместное исследование бензола в подземных водах. — «Докл. АН СССР», 1969, т. 189, № 1, с. 180—185.

Зорькин Л. М. Растворенные газы пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. — Автореф. дис. на соиск. учен. степ. докт. геол.-минер. наук. М., Моск. ун-т, 1968. 42 с.

Зорькин Л. М., Кричевский Г. Н. О перспективах газоносности и условиях формирования залежей газа неогеновых отложений Прикаспийской впадины. М., «Недра», 1965, с. 41—44. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природных газов», вып. 25/35).

Зорькин Л. М., Стадник Е. В., Яковлев Ю. И. Газонасыщенность пластовых вод отложений среднего карбона юго-востока Русской платформы в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1964, № 9, с. 65—75.

Зорькин Л. М., Стадник Е. В., Козлов В. Г. Особенности температурного поля соленосных отложений Прикаспийской впадины. — «Докл. АН СССР», 1971, т. 197, № 1, с. 165—167.

Игнатович Н. К. Гидрогеология Русской платформы. М., Гостоптехиздат, 1948, 151 с.

Калинина Н. А., Мухин Ю. В. Новые данные о газах, растворенных в пластовых водах центральной части Русской платформы. — В кн.: Геология и разработка газовых месторождений, транспорт и использование природного газа. М., «Недра», 1967, с. 49—62.

Карцев А. А. Основы геохимии нефти и газа. М., «Недра», 1969, 269 с.

Клейменов В. Ф. Воды терригенных отложений девона в Волго-Уральском артезианском бассейне. — «Сов. геол.», 1968, № 6, с. 125—130.

Козин А. Н. Роль гидрохимических показателей при оценке перспектив нефтегазоносности в условиях платформы на примере Куйбышевского Поволжья. Куйбышев, Изд-во област. упр. культуры, 1960, с. 252—262. («Труды Куйбышевск. науч.-исслед. ин-та нефт. пром-сти», вып. 1).

Корценштейн В. Н. Гидрогеология газоносной провинции Центрального Предкавказья. М., Гостоптехиздат, 1960, 259 с.

Корценштейн В. Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. М., Гостоптехиздат, 1963, 168 с.

Кротова В. А. Гидрогеологические критерии нефтегазоносности. Л., «Недра», 1960, 162 с. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та», вып. 147).

Кудряков В. А. Пьезометрические минимумы как гидрогеологический показатель нефтегазоносности. — «Новости нефт. и газ. техн. Серия геол.», 1964, № 4, с. 15—19.

Кулаков Н. В. Палеогидрогеологические условия формирования газонефтяных месторождений. М., «Недра», 1964, 197 с.

Лондон Э. Е. Об условиях формирования и современной геохимической обстановке залегающих скоплений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине. М., Гостоптехиздат, 1962, с. 39—45. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природных газов», вып. 16/34).

Лондон Э. Е., Зорькин Л. М., Васильев В. Г. Принципы оценки перспектив газоносности по составу и упругости газов, растворенных в подземных водах. — «Геол. нефти и газа», 1961, № 3, с. 15—18.

Любомиров Б. Н. Гидрогеологические условия формирования нефтяных

и газовых залежей Тимано-Печорской области. — Автореф. дис. на соиск. учен. степ. докт. геол.-минер. наук. Л., Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. ин-т, 1966, 28 с.

Методы обработки и интерпретации результатов гидрогеологических исследований в нефтепоисковых целях. М., «Недра», 1972, 224 с. Авт.: М. И. Суббота и др.

Нефтегазоносные бассейны земного шара. М., «Недра», 1965, 598 с. Авт.: И. О. Брод и др.

Нефтепоисковые гидрогеологические критерии. Л., «Недра», 1969, 296 с. («Тр. Всесоюз. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та», вып. 277): Авт.: В. А. Кротова и др.

Овчинников А. М. Очаги разгрузки напорных вод и их геологическое значение. — «Сов. геол.», 1968, № 7, с. 140—142.

Озолин Б. В. Гидрогеология Башкирского Предуралья в связи с нефтегазоносностью. — Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минер. наук. Л., Всесоюз. науч.-исслед. геол. развед. ин-т. 1965, 22 с.

Основа прямых геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений. М., ОНТИ, 1967, 524 с. (Всесоюз. науч.-исслед. ин-т ядерн. геофиз. и геохим.). Авт.: Ф. А. Алексеев и др.

Осадчий В. Г. Использование геотермии в нефтяной геологии. М., «Недра», 1968, с. 305—312. («Труды Укр. науч.-исслед. геол. развед. ин-та», вып. XVI).

Подземные воды Тимано-Пай-Хойской области в связи с оценкой перспектив ее нефтегазоносности. — В кн.: Геология и нефтегазоносность Тимано-Печорской области. Л., Гостоптехиздат, 1959, с. 280—297. («Труды Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол. развед. ин-та», вып. 133). Авт.: Б. Н. Любомиров и др.

Савченко В. П. Смещение нефтяных и газовых залежей (начало). — «Нефт. хоз.», 1962, № 12, с. 20—25.

Савченко В. П. Смещение нефтяных и газовых залежей (окончание). — «Нефт. хоз.», 1963, № 1, с. 36—41.

Савченко В. П., Виноградов В. Л., Яковлев Ю. И. Лобовой и тыловой эффект и его поисковые значения. — «Геол. нефти и газа», 1965, № 7, с. 36—40.

Силин-Бекчурин А. И. Динамика подземных вод. М., Изд-во Моск. ун-та, 1958, с. 380.

Смирнов С. И. Вероятностно-статистическая оценка геохимического фона при поисках месторождений полезных ископаемых. — «Геохимия», 1963, № 3, с. 1223—1234.

Соболева Н. С. О нефтепоисковом значении аммония в подземных водах Пермского Прикамья. — «Бюл. науч.-техн. информ. Серия гидрогеол. и инж. геол.», 1968, № 5, с. 29—34. (ОНТИ, Всесоюз. науч.-исслед. ин-т организации упр. и экономики нефтегаз. пром-сти).

Сошников В. К., Стадник Е. В., Юрин Г. А. Применение статистических методов при выявлении показателей нефтегазоносности локальных структур по воднорастворенным газам. М., «Недра», 1972, с. 204—209. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерн. геофиз. и геохим.», вып. 12).

Стадник Е. В. Гидрогеологические особенности надверейских карбонатных отложений Нижнего Поволжья в связи с вопросами газонефтеносности. М., «Недра», 1965, с. 55—65. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природных газов», вып. III—IV).

Стадник Е. В. Бензол в пластовых водах Нижнего Поволжья как показатель при оценке перспектив нефтегазоносности. — «Геол. нефти и газа», 1966, № 4, с. 43—46.

Стадник Е. В. Аммоний в пластовых водах Нижнего Поволжья как показатель при оценке перспектив нефтегазоносности. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1966, № 7, с. 29—34.

Стадник Е. В. Гидрогеология палеозойской водонапорной системы северо-западного обрамления Прикаспийской впадины в связи с вопросами формирования залежей нефти и газа и оценкой перспектив нефтегазоносности. — Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минер. наук: М., Всесоюз. науч.-исслед. ин-т природных газов, 1967, 20 с.

Стадник Е. В. Тепловой режим палеозойской водонапорной системы Нижнего Поволжья. — «Сов. геол.», 1967, № 1, с. 152—157.

Стадник Е. В. О содержании водорода в газах, растворенных в подземных водах северо-западного обрамления Прикаспийской впадины. М., «Недра», 1970, с. 306—316. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природных газов», вып. 33/41).

Стадник Е. В. Особенности палеозойской водонапорной системы северо-западного обрамления Прикаспийской впадины в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. М., Изд. Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природного газа, 1970, с. 96—136. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природных газов», вып. 33/41).

Стадник Е. В. Перспективы газоносности каменноугольных отложений южного склона Воронежского кристаллического массива. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1970, № 14, с. 15—18.

Стадник Е. В., Козлов В. Г., Юрин Г. А. Температурные особенности юго-востока Русской платформы. — «Геол. нефти и газа», 1967, № 2, с. 35—39.

Стадник Е. В., Юрин Г. А. Газогидрохимические предпосылки нефтегазоносности восточной части Прибалтийского бассейна. М., «Недра», 1972, с. 102—106. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерн. геофиз. и геохим.», вып. 12).

Стадник Е. В., Яковлев Ю. И. Эффект Савченко в условиях водонапорных систем, резко недонасыщенных газом. — «Газ. пром-сть» № 11, 1972, с. 8—11.

Старобинец И. С. Геохимия нефтей и газов Средней Азии. М., «Недра», 1966, 292 с.

Суббота М. И. Дейтерий в водах Днепровско-Донецкого нефтегазоносного бассейна и вопросы водообмена глубоких горизонтов. — «Сов. геол.», 1968, № 11, с. 142—146.

Силли В. А. Гидрогеология нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1948, 480 с.

Сухарев Г. М., Мирошников М. В. Подземные воды нефтяных и газовых месторождений Кавказа. М., Гостоптехиздат, 1963, 328 с.

Термальные воды Западной Сибири в связи с перспективой использования их в народном хозяйстве. М., Изд. Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природных газов, 1970, с. 562—577. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. ин-та природных газов», вып. 33/41). Авт.: Л. М. Зорькин и др.

Терещенко В. А. Основные черты гидрогеологии северо-западной и средней частей Днепровско-Донецкой впадины в связи с выявлением закономерностей размещения месторождений газа и нефти. М., «Недра», 1966, с. 208—211. («Труды Укр. науч.-исслед. ин-та природных газов», вып. 2).

Терещенко В. А. Гидрогеологические критерии оценки перспектив в локальных структурах (на примере ДДВ). — В кн.: Гидрогеологические критерии перспектив нефтегазоносности Русской платформы. Минск, «Наука и техника», 1971, с. 208—211.

Шатский Н. С. Очерки тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной области и смежной части западного склона Южного Урала. — «Бюл. Моск. о-ва испыт. природы. Новая сер.», 1954, № 2, (6), с. 11—18.

Швай Л. П. Динамика подземных вод нефтеносных отложений Днепровско-Донецкой впадины. — В кн.: Вопросы геологии и нефтегазоносности районов Украины. М., Гостоптехиздат, 1963, с. 340—344.

Шепак В. М. Газогеохимическое значение радия и урана в подземных водах Вольно-Подольской окраины Русской платформы. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1970, № 8, с. 25—29.

Червинская М. В. Глубинное строение Днепровско-Донецкой впадины по данным геофизических исследований в связи с нефтегазоносностью. — Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минер. наук. Киев, Киевск. ун-т, 1963, 23 с.

Чистовский А. И. Газовая составляющая пластовых вод Куйбышевского Поволжья в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. — Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минер. наук. М., Всесоюз. науч.-исслед. ин-т природных газов, 1965, 22 с.

Якобсон Г. П. Палеогидрогеологические и современные гидрогеологиче-

ские закономерности водонапорной системы центральной и восточных областей Русской платформы в связи с формированием нефтегазовых месторождений. — Автореф. дис. на соиск. учен. степ. докт. геол.-минер. наук. М., Всесоюз. науч. исслед. геол. развед. ин-т, 1970, 44 с.

Яковлев Ю. И. Газоносность подземных вод средней полосы Русской платформы и использование ее для оценки перспектив нефтегазоносности. — Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минер. наук. М., Всесоюз. науч.-исслед. ин-т природных газов, 1967, 24 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
От редактора	3
Введение	5
Глава I. Состояние вопроса о гидрогеохимических критериях нефтегазоносности	7
Глава II. Урало-Волжский нефтегазоносный бассейн	9
Гидрогеологическая характеристика водонапорной системы	10
Гидрогеохимические показатели нефтегазоносности локальных структур	12
Глава III. Припятско-Днепровско-Донецкий нефтегазоносный бассейн	36
Гидрогеологическая характеристика водонапорной системы	39
Гидрогеохимические показатели нефтегазоносности локальных структур	42
Глава IV. Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн	51
Гидрогеологическая характеристика водонапорной системы	52
Гидрогеохимические показатели нефтегазоносности локальных структур	55
Глава V. Гидрогеохимическое районирование пластовой системы Русской платформы	56
Глава VI. Методика оценки перспектив нефтегазоносности по гидрогеохимическим показателям	60
Оценка перспектив нефтегазоносности бассейна или крупных территорий	61
Оценка перспектив нефтегазоносности водоносных комплексов или зон в пределах бассейна	63
Оценка перспектив нефтегазоносности локальных структур	65
Место гидрогеохимических исследований в общем комплексе поисково-разведочных работ	69
Заключение	72
Список литературы	73

ВСЕСОЮЗ. НАУЧ.-ИССЛЕД. ИН-Т
ЯДЕРНОЙ ГЕОФИЗ. И ГЕОХИМ.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ
ПОКАЗАТЕЛИ
ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР

Редактор издательства Н. А. Тарусова.
Технический редактор
Л. Г. Лаврентьева.
Корректор Э. А. Ляхова.

Сдано в набор 14/IX-73 г. Подп. в печ.
17/XII-73 г. Т — 19434. Формат 60×90¹/₁₆.
Бумага № 2. Печ. л. 5,0. Уч.-изд. л. 5,33.
Тираж 1000. Заказ № 1864/11609—7.
Цена 53 коп.

Издательство «Недра», 103633, Москва, К-12.
Третьяковский проезд, 1/19.
Саратов.
Объединение «Полиграфист»,
пр. Кирова, 27.

53 коп.

1822

НЕДРА · 1974