

Академия наук СССР

**ГИДРО-
ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ
КРИТЕРИИ
НЕФТЕ-
ГАЗОНОСНОСТИ**



Издательство · Наука ·

АКАДЕМИЯ НАУК СССР
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ
КРИТЕРИИ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
(На примере Тимано-
Печорского бассейна)



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»
Москва 1983



Гидрогеологические критерии нефтегазоносности (на примере Тимано-Печорского бассейна). М.: Наука, 1983, 104 с.

В монографии обобщены результаты детального анализа палеогидрогеологических и современных гидрогеологических условий палеозойских и мезозойских отложений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна в связи с вопросами формирования и размещения залежей нефти и газа. Предложен и обоснован комплекс информативных гидрогеологических критериев нефтегазоносности для прогнозных и поисковых целей и дана оценка перспектив нефтегазоносности основных структурных элементов бассейна. Табл. 9. Ил. 21. Библиогр. 54 назв.

Ответственный редактор

В. А. ЧАХМАХЧЕВ

ВВЕДЕНИЕ

Нефтепоисковые работы на территории Тимано-Печорского нефтегазосного бассейна выявили его значительные потенциальные ресурсы. Открытия в 1959—1972 гг. таких месторождений, как Западно-Тэбукское, Джьерское, Пашинское и особенно Вуктыльское и Усинское подтвердили высокую перспективность бассейна, и в частности его северных районов. С 1974—1975 гг., после открытия на севере Возейского месторождения, на целом ряде структур в нижнепермских, каменноугольных, среднедевонских, нижнедевонских и даже силурийских отложениях стали известны залежи нефти, конденсата и газа. Перед геологами поставлена задача дальнейшего значительного увеличения разведанных запасов нефти и газа. Для ее решения необходимо повысить научную обоснованность прогнозных оценок нефтегазосности, вытекающих из представлений об условиях формирования и закономерностях размещения залежей углеводородов (УВ) в Тимано-Печорском бассейне. Среди различных факторов, их определяющих, одно из первых мест отводится гидрогеологическому. Анализ древних и современных гидрогеологических условий размещения зон нефтегазонакопления в нефтегазосных бассейнах СССР, приуроченных к древним и молодым платформам, а также к краевым прогибам, позволил сделать вывод о том, что решающее влияние на это размещение оказывали многие факторы:

- гидродинамический режим, т. е. условия питания, движения и разгрузки подземных вод, соотношения областей питания и областей создания напора инфильтрационных и элизионных вод на древних и современном этапах геологической истории бассейна, определявшие пути и направления миграции УВ, формирование и переформирование их скоплений;

- наличие и характер разнообразных гидравлических барьеров на пути размещения подземных вод;

- древняя и современная гидрохимическая зональность и процессы ее становления, в одних случаях обусловившие сохранение, в других — приведшие к частичному или полному разрушению образовавшихся залежей;

- геотермические условия: температурный режим недр на современном этапе и палеотемпературы, градиенты и палеоградиенты температур, в значительной мере влиявшие на фазовое состояние залежей УВ.

Действие всех факторов, в свою очередь, зависит от геологических, главным образом тектонических, особенностей изучаемого бассейна, истории его геологического развития, от литолого-фациального состава выполняющих его отложений, их геохимической характеристики. Гидрогеологический анализ поэтому неизбежно должен носить комплексный, системный характер. Совокупное рассмотрение влияния всех указанных факторов и установление связей между ними, а также размещением известных залежей УВ, их фазовым состоянием и составом стало основным содержанием настоящей работы. В связи с этим были проведены также специальные работы по анализу и обобщению материалов, характеризующих состав и свойства нефтей и конденсатов всех основных месторождений.

Ввиду весьма значительного объема фактических данных при их обработке применялись методы математической статистики (корреляционный анализ) с помощью ЭВМ.

Авторами монографии являются научные сотрудники лаборатории гидрохимии и гидрогеологии ИГиРГИ (научный руководитель Е. А. Барс). Глава 3 составлена сотрудниками кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ — доцентом А. Н. Гусевой и Т. Н. Кирюхиной.

Математическая обработка исходных данных производилась сотрудниками кафедры математики МГРИ — Ю. Б. Белостоцким и С. Д. Шварцберг. Химические анализы водорастворенных органических веществ выполнялись в лаборатории ИГиРГИ под руководством С. С. Коган и И. П. Соломатиной.

Всем упомянутым лицам авторы выражают свою искреннюю благодарность.

КРАТКИЙ ОЧЕРК ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА

ГЛАВА I

ТЕКТОНИКА

Глава написана по материалам В. С. Журавлева [8], А. Я. Кремса, Б. Я. Вассермана, Н. Д. Матвиевской [26] и И. В. Запорожцевой [20].

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн приурочен к одной из трех (Печорская, Прикаспийская, Североморская) экзагональных впадин, расположенных на внешних углах Восточно-Европейской платформы [17]. Характерная черта этих платформенных структур — глубокое погружение байкальского фундамента и обрамление палеозойскими геосинклиналями.

К тектоническим элементам первого порядка (см. приложение в конце книги) относятся Тиман, или Тиманская антеклизы; Печорская синеклиза, в юго-западной части которой выделяется Ижма-Печорская впадина, а в северо-восточной — Большеземельский блок; Предуральский краевой прогиб (северная часть), разделяющийся на Верхнепечорскую, Большесыньинскую, Косью-Роговскую и Коротаихинскую впадины.

В пределах Тиманской антеклизы и Печорской синеклизы развит рифейский складчатый фундамент, который обнажается местами на Тимане, а в Ижма-Печорской впадине вскрыт скважинами. Он сложен в различной степени метаморфизованными и дислоцированными породами (кварцитами, кварцито-песчаниками, филлитами и др.).

Фундамент Большеземельского блока образован байкальской складчатостью. Породы фундамента вскрыты бурением на Среднешапкинской структуре, где они представлены эффузивно-осадочными образованиями верхнего рифея. В своде Воейского поднятия фундамент сложен венд-кембрийским комплексом, а в своде Боганского поднятия встречены рифей-вендские хлорито-сланцевые сланцы.

По комплексу гравимагнитных и сейсмогеологических данных Большеземельский блок подразделяется на ряд крупных структур. По поверхности фундамента здесь выделяются четыре крупные зоны: Денисовская структурная зона, Колвинский грабен, Большеземельский свод и Сорокинско-Пайхойский прогиб. В Денисовской структурной зоне прослеживаются структуры второго порядка: Шапкинско-Юрьяхинский грабен и Лайский вал. В мульдах Шапкинско-Юрьяхинского грабена фундамент опущен на глубину 7—7,5 км, на поднятиях Лайского вала он воздымается до 5—5,5 км.

Изверженные породы в составе фундамента Ижма-Печорской впадины и рифея Тимана представлены габброидами, гранитами, а также щелочными породами, возраст которых варьирует от 500 до 625 млн. лет. В южной части Печорской синеклизы скважинами подсечены изверженные породы, несогласно перекрытые отложениями среднего и верхнего девона. В. С. Журавлев [17] предполагает наличие в фундаменте Омра-Сойвинского района громадного гранитного батолита, занимающего площадь около 1000 км², возраст которого 585 млн. лет (по керновому материалу скв. 1 Нижняя Омра). На-

личие других крупных батолитов подтверждено бурением на Малоземельском валу.

В. С. Журавлев для фундамента Тимано-Печорского бассейна намечает две структурно-фациальные зоны: миогеосинклиналию с рифейским возрастом фундамента, которая охватывает Тиман и всю западную часть Печорской синеклизы вплоть до Печоро-Кожвинского и Малоземельского валов на востоке и северо-востоке, и эвгеосинклиналию (Большеземельский блок), где образования доуралид имеют меридиональное простирание.

Ниже кратко изложены представления о современном структурном плане Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (рис. 1, см. вкл.); перечень локальных структур дан как Приложение к тектонической схеме.

Тиманская антеклиза представляет ряд кулисообразно расположенных структур (горстов и грабенов). К одной из них, Ухто-Ижемскому валообразному поднятию, приурочена Ухтинская брахиантиклиналь.

К Печорской синеклизе байкальский фундамент ступенчато погружается, что выражено в осадочном чехле флексурами, имеющими на крутых крыльях угол падения 3—4°. Наибольших глубин (до 4,5 км) погружение фундамента достигает в приосевой части Ижма-Печорской впадины. В восточном и северо-восточном направлении от оси впадины фундамент вновь воздымается до 2,5—3 км.

Сравнительно простой рельеф поверхности фундамента Ижма-Печорской впадины определяет спокойный характер строения платформенного чехла. Отложения чехла полого погружаются на северо-восток под углами 1—2°. У восточного борта Ижма-Печорской впадины обособляется Мичаю-Пашинская антиклинальная зона, образованная Омра-Сойвинской, Тэбук-Савинской и Лемью-Ираиольской структурами. Протяженность антиклинальной зоны превышает 100 км.

Северо-восточное замыкание Ижма-Печорской впадины образует Седяхинский выступ протяженностью около 150 км при ширине 20—40 км. Современный структурный план Ижма-Печорской впадины оформился в послепермское время в связи с глыбовыми поднятиями ее структурных элементов. Тогда же изменился региональный наклон пластов с восточного на северо-северо-западный, что в значительной мере определило террасовидный характер современного структурного плана впадины.

Печоро-Кожвинский мегавал фиксирует положение глубинного шва, разделяющего зоны с различным по формационному составу рифейским складчатым фундаментом. Он протягивается в северо-западном направлении примерно на 300 км при ширине 40—50 км. В пределах мегавала выделяется ряд валов-кулис: Лыжско-Кыртаюльская, Дзеля-Тереховейская, Шапкино-Лебедянская. Валы-кулисы осложнены крупными антиклиналями (от 15—30 км по длинной оси и до 12 км по короткой) и обладают амплитудами от 0,5 до 1 км. В позднепермское время юго-восточная часть мегавала была вовлечена в прогибание Предуральского краевого прогиба, в связи с чем наметилось Среднепечорское поперечное поднятие, разделяющее Верхнепечорскую и Большесыньинскую впадины. В мезозое и в четвертичное время в зоне Печоро-Кожвинского мегавала возобновились движения по крупным разломам.

Денисовская впадина имеет протяженность около 400 км, ее фундамент погружен на 5—6 км и резко дифференцирован, что находит свое отражение в структурах осадочного чехла. В этой впадине прослеживаются структуры второго порядка — Шапкино-Юрьяхинский и Лайский валы,

осложненные локальными поднятиями. В мульдовых зонах валов фундамент погружен на 7—7,5 км, а на поднятиях воздымается до 5,5—5 км.

Колвинский грабен по поверхности фундамента расчленяется на ряд мульд, разделенных широкими перемычками. К востоку от грабена в структуре фундамента выделяется Большеземельский блок, наиболее приподнятая часть которого расположена в пограничном с Колвинским грабеном районе. В целом в северной части Тимано-Печорского бассейна отмечается региональное увеличение глубины залегания фундамента до 6—8,5 км в направлении Кортаихинской впадины.

В структуре отложений осадочного чехла наиболее крупные формы сохраняют унаследованность от форм поверхности фундамента, а мелкие изменяют свой облик. В силурийско-ордовикское время на месте Колвинского грабена возникает система изометрических поднятий и впадин, объединенная в Колвинский мегавал. Единый Сорокинско-Пайхойский прогиб, выделяемый по поверхности фундамента, распадается на Варандей-Адзвинскую зону, Кортаихинский и Косью-Роговский прогибы. В пределах Варандей-Адзвинской зоны обособляются валы Сорокина и Гамбурцева и четко выделяются гряды Чернова и Чернышева.

В девонскую и каменноугольную эпохи в пределах Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна господствовал относительно устойчивый режим осадконакопления. В пермскую эпоху в восточной его части начал закладываться краевой прогиб. С заложением прогиба связана смена знака тектонических движений в западной части территории. Возникают положительные структурные формы, отвечающие современным валам Гамбурцева, Сорокина, Шапкино-Юрьяхинскому и Колвинскому. В то же время структуры, испытывавшие в предшествующие этапы положительные тектонические движения, в перми начали погружаться (район современной Денисовской структурной зоны, Хорейверской впадины, Мореюской депрессии). В триасе сформировался структурный план, близкий к современному, а окончательное оформление современного структурного плана территории Большеземельского блока произошло в юре.

В пределах Большеземельского блока по геофизическим данным установлены системы разломов, которые по возрасту условно подразделяются на две группы: разломы фундамента субширотного и северо-западного простираний и разломы тех же простираний в осадочном чехле. К зонам разломов приурочены основные интрузии, а в Кортаихинском прогибе с зонами разломов связаны излияния триасовых базальтов.

В пермское время на востоке Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна в непосредственной близости от молодых горных сооружений Урала начал закладываться Предуральский прогиб. В современном его плане выделяется ряд впадин-ванн: Верхнепечорская, Большесыньинская, Косью-Роговская и Кортаихинская. В Предуральском прогибе обособляются две основные тектонические зоны: внешняя приплатформенная и внутренняя, интенсивно смятая, где развиты запрокинутые, осложненные дизъюнктивными нарушениями складки и установлены два структурных комплекса: верхний — орогенный (разновозрастный по простиранию прогиба), включающий отложения нижнепермско-триасового возраста, и нижний — доорогенный, образующий карбонатное ложе прогиба и сложенный породами палеозоя

Верхнепечорская впадина протягивается в меридиональном направлении на 400 км при ширине 50 км. Осевая зона впадины сдвинута

к крутому восточному ее борту. В пределах западного борта впадины распространены структурные носы и малоамплитудные антиклинали. В центральной ее части установлены узкие уральского простираения высокоамплитудные сильно дислоцированные антиклинали. Наиболее крупная положительная структура центральной части впадины — Вуктыльская антиклиналь, которая вытянута в меридиональном направлении на 100 км при ширине 2—4 км.

Большесынинская впадина имеет глубину залегания карбонатной толщи нижней перми в приосевой части 4,5 км, а карбонатной толщи силура — около 6 км. По геофизическим данным в центральной части впадины установлены структуры с амплитудой 100—200 м, а в ее южной части — две крупные системы антиклиналей.

Косью-Роговская впадина (площадью 120 × 350 км) вытянута в северо-восточном направлении. Западным ее ограничением является гряда Чернышова, а северным — гряда Чернова. Впадина выполнена преимущественно палеозойскими отложениями и лишь местами — мезозойско-кайнозойскими. Суммарная мощность осадочного чехла, по данным геофизических работ, составляет 6—11 км. Впадина характеризуется резко асимметричным строением, наиболее погруженная ее часть протягивается параллельно Полярному Уралу. В центральной части впадины установлена система кулисообразно расположенных антиклиналей.

Коротыхинская впадина отделяется от Косью-Роговской грядой Чернова. Это самая северная и одна из наиболее погруженных (по геофизическим данным) впадин Предуралья. Она простирается в северо-западном направлении параллельно структурам Пайхойского антиклинория.

Глава 2

ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА

Разрез осадочного чехла Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна представлен мощной толщей допалеозойских, палеозойских, мезозойских и четвертичных образований, залегающих на метаморфических породах кристаллического фундамента архейско-протерозойского возраста. Темносерые гранито-гнейсы кристаллического фундамента вскрыты скважинами в Ижма-Печорской впадине и на Тимане в интервале глубин от 900 до 3000 м.

ПАЛЕЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

В основании осадочного чехла к востоку и северо-востоку от Тимана залегают терригенно-карбонатная немая ижма-омринская толща кембрийского возраста.

Отложения ордовика распространены повсюду, за исключением Лемвинской зоны, и представлены песчаниками седьельской свиты.

Отложения силура развиты на Урале, Северном Тимане, в Ижма-Печорской и Верхнепечорской впадинах, на юго-западном склоне Пай-Хоя, на грядах Чернышева и Чернова, в Хорейверской впадине и на Колвинском

валу. Они представлены доломитизированными известняками и доломитами. В отличие от южных районов бассейна в северных (Хорейверская впадина) в верхней части силурийских отложений (гердьюкском горизонте) появляются глинисто-карбонатные и ангидрито-доломитовые пачки мощностью от 200 до 400 м, представляющие водоупоры в пределах этих структурных элементов. Общая мощность силурийских отложений изменяется от 150 до 750 м, увеличиваясь от бортов впадины к ее периферии.

Девонские отложения имеют широкое распространение, отсутствуя лишь на отдельных структурах Тимана и в западной части Ижма-Печорской впадины. Они относятся главным образом к среднему и верхнему девону. Отложения нижнего девона известны только на Пай-Хое, на Колвинском валу, в Приполярном Урале и на Северном Тимане, где представлены в основном известняками, доломитами, мергелями и глинистыми сланцами. Глинистые сланцы — хороший местный водоупор для нижнего гидрогеологического комплекса в пределах Колвинского вала.

Отложения среднего девона распространены повсеместно в южной части бассейна. В северной его части имеют ограниченное распространение только отложения живетского яруса. Живетские отложения представлены песчаниками, алевролитами, аргиллитами, на востоке Верхнепечорской впадины и на западном склоне Урала — карбонатными породами; мощность изменяется от 0 (северная часть Шапкино-Юрьяхинского и Колвинского валов, Денисовская впадина, Малоземельская моноклираль) до 1000 м (Печоро-Кожвинский мегавал).

Верхнедевонские — франские отложения распространены повсеместно. В них выделяются нижняя терригенная и верхняя карбонатная толщи. Терригенная толща включает пашийский, кыновский и саргаевский горизонты.

Нижняя терригенная толща характеризуется переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. В Коротайхинской, Верхнепечорской и Косью-Роговской впадинах отложения толщи представлены известняками и доломитами. Мощность терригенной толщи изменяется от 10 (гряда Чернова, Печорская впадина) до 450 м (Печоро-Кожвинский вал). Она перекрывается глинистыми и глинисто-карбонатными породами кыновского и саргаевского горизонтов, характеризующихся широким диапазоном изменения мощности (от 20—40 до 350 м).

Кыновские глины и глинисто-карбонатные саргаевские отложения в местах их распространения играют роль регионального водоупора, а в местах их отсутствия эту роль выполняют отложения вышележащей семилукской толщи (Шапкино-Юрьяхинский вал).

Верхняя карбонатная толща распространена по всей территории бассейна, за исключением отдельных районов Тимана. Она включает отложения среднефранского, верхнефранского и фаменского возраста, представленные в основном карбонатными и карбонатно-глинистыми (битуминозными) породами. В северо-западной части Ижма-Печорской впадины, в южной части Верхнепечорской впадины и на Печоро-Кожвинском мегавале в разрезе толщи преобладают песчано-глинистые породы, на отдельных структурах — известняки с прослоями глинистых сланцев.

Отложения нижнего карбона — турнейского яруса имеют довольно широкое распространение, за исключением северо-западной части Ижма-Печорской впадины и северной части Печоро-Кожвинского мегавала, а также Малоземельской моноклинали, Денисовской и Хорейвейской впадины и

гряды Чернышева. Они представлены в основном чередованием серых известняков, доломитов, реже мергелей, глин, а на Пай-Хое и Приполярном Урале — песчаниками и кремнисто-глинистыми сланцами. Мощность их изменяется от 20 (Шапкино-Юрьяхинский вал) до 300 м (Косью-Роговская впадина).

Отложения визейского яруса распространены на большей части бассейна и расчленяются на яснополянский, окский и серпуховский надгорizontы.

Яснополянский надгорizont сложен чередованием кварцевых песчаников, алевролитов, глин, сланцев; мощность изменяется от 20—65 (южная часть Ижма-Печорской впадины) до 300 м (Печоро-Кожвинский мегавал). Это второй значительный водоупор для отложений южной части бассейна.

Окский и серпуховский надгорizontы представлены преимущественно доломитами и доломитизированными известняками с прослоями глин, глинистых сланцев и ангидритов. Мощность карбонатной части визейского яруса составляет от 50 до 430 м.

Намюрский ярус сложен известняками и доломитами с включениями буро-красного кремня; мощность изменяется в пределах от 10 (Южный Тиман) до 500 м (Печоро-Кожвинский мегавал).

Отложения среднего карбона имеют широкое распространение в пределах бассейна, за исключением южной части Мичаю-Пашнинской антиклинальной зоны, Печоро-Кожвинского мегавала и Пай-Хоя. Отложения башкирского и московского ярусов повсеместно представлены карбонатными породами (доломитами и известняками); мощность их изменяется от 50—100 (Верхнепечорская впадина) до 400 м (Ижма-Печорская впадина в районе р. Уса). Надежный водоупор — пачка плотных глин верхней части верейского горizontа, распространенных в северной части Верхнепечорской впадины и на структурах Печоро-Кожвинского мегавала.

Карбонатные отложения верхнего карбона выходят на поверхность лишь на небольших участках западного склона Приполярного Урала. Мощность отложений верхнего карбона изменяется от 25—150 (северная часть Верхнепечорской впадины, северная часть Печоро-Кожвинского мегавала) до 500 м (южная часть Верхнепечорской впадины).

Пермские отложения широко развиты в платформенной части бассейна; они выполняют впадины Предуральяского прогиба и синклиналильные участки на Западном Урале. В разрезе отложений выделяются отдельные толщи с различной литологической характеристикой.

Нижняя толща включает отложения ассельского, сакмарского и артинского ярусов нижней перми, представленные карбонатными породами. На западном склоне Урала и в пределах Верхнепечорской впадины происходит значительное обогащение толщи терригенным материалом. Максимальные мощности пермских отложений (1500—2300 м) установлены в Верхнепечорской и Косью-Роговской впадинах, а также на западном склоне Урала; в платформенной части они сокращаются до 500 м, по направлению к Тиману — до 100 м, отсутствуя в южной части Хорейверской впадины и на Печоро-Кожвинском мегавалу.

Отложения кунгурского яруса представлены несколькими типами разрезов. В составе этих отложений присутствуют карбонатные (Северный и Средний Тиман), терригенные (восточная часть Верхнепечорской впадины, Печоро-Кожвинский мегавал, южная часть Ижма-Печорской впадины, Малоземельская моноклираль, Шапкино-Юрьяхинский вал, Денисовская впадина), сульфатные и галогенные (западная часть Верхнепечорской

впадины) породы. В южной части Верхнепечорской впадины кунгурский ярус сложен соленосной толщей, мощность которой достигает 400—500 м в синклиналиях, резко сокращаясь до полного выклинивания в сводах антиклиналей. Наибольшей мощности толща достигает в южной части Верхнепечорской впадины (1000 м). Верхняя часть кунгурского яруса представлена плотными глинами мощностью от десятков (Хорейверская впадина) до 400 (гряда Чернышева) и 1000 м (южная часть Верхнепечорской впадины). Она имеет широкое распространение и может служить региональным водоупором для всех нижележащих водоносных комплексов.

Верхняя толща перми относится к уфимскому, казанскому и татарскому ярусам. Эта толща сложена глинами, переслаивающимися песчаниками и алевролитами. Мощность толщи изменяется от 200 (Печорская впадина, Печоро-Кожвинский мегавал) до 400 (Хорейверская впадина), 700 (Косью-Роговская и Коротаихинская впадины) и 2000—3000 м (в Предуральском прогибе).

МЕЗОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Отложения триаса в южной части бассейна распространены почти повсеместно. В северной части они развиты только в Коротаихинской впадине и в среднем течении рек Печоры и Большой Сыни. Толща триаса представлена песчано-глинистыми пестроцветными отложениями; мощность изменяется от 150—200 (Урал) до 1000 (Печоро-Кожвинский мегавал) и 2000 м в Коротаихинской впадине.

Верхняя часть среднетриасовых отложений, сложенная плотными глинами с прослоями песчаников и алевролитов, служит водоупором в пределах Шапкино-Юрьяхинского, Колвинского валов и Коротаихинской впадины.

Юрские отложения развиты на западе Печорского бассейна, в северной части гряды Чернышева и в бассейнах Усы и Печоры.

Отложения нижней юры в пределах изученной части бассейна пока не установлены. Среднеюрские отложения мощностью 100—200 м представлены кварцевыми песками с прослоями глин и алевролитов с включениями бурого угля и гальки. Верхнеюрские отложения представлены в основном глинистыми породами мощностью 70—150 м. Толща волжского яруса, целиком сложенная глинами и развитая в Хорейверской и Денисовской впадинах, служит местным водоупором.

Меловые отложения в южной части территории отсутствуют, в северной части встречены только в западу от гряды Чернышева, в Нарьян-Марском районе. Они представлены алевролитами, переслаивающимися с черными глинами; их мощность не превышает 100 м.

Четвертичные отложения относятся к континентальным образованиям; их мощность достигает 100—150 м.

Водонапорные комплексы, гидрогеологические комплексы и водоупоры

В палеозойском разрезе выделяются две глинистые пачки — кыновско-саргаевская (семилукская) и яснополянская, а также глинисто-ангидритовая толща кунгура, — которые прослеживаются почти по всем крупным структурным элементам, образуя региональные водоупоры. Роль местных водоупоров играют в пределах Хорейверской впадины нижнесилурийские

сульфатные породы; на Колвинском валу — глинисто-карбонатная пачка верхнего силура и глины нижнего девона; в северной части Верхнепечорской впадины и Печоро-Кожвинского мегавала — глинистая пачка верейского горизонта; в Хорейверской и Денисовской впадинах — ангидриты серпуховского надгоризонта и глины волжского яруса; в пределах Коротанхинской и Денисовской впадин, Колвинского вала и гряды Сорокина — глины нижнего или среднего триаса.

В разрезе крупных структурных элементов число водонапорных (водоносных) комплексов неодинаково. Это связано с особенностями геологического развития каждого из элементов.

В разрезе Тимано-Печорского бассейна (с учетом распространения региональных покровов, их мощностей, литологического состава) было выделено шесть гидрогеологических комплексов:

- I — ордовикско-силурийско-среднедевонско-саргаевский ($0-D_3fr_1sarg$);
- II — среднефранско-серпуховский ($D_3fr_2-C_1srp$);
- III — визейско-кунгурский (C_1v-P_1kg);
- IV — (надкунгурский) — верхнепермско-среднетриасовый (P_2-T_2);
- V — верхнетриасово-юрский (T_3-I);
- VI — мел-четвертичный ($K-Q$).

Следует подчеркнуть, что этот комплекс выделяется условно. Стратиграфический объем всех гидрогеологических комплексов непостоянен ввиду либо фациальных замещений водоупорных толщ проницаемыми породами, либо отсутствия (вследствие размыва) синхронных отложений.

ГЛАВА 3

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Нефтяные и газовые скопления Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна установлены в стратиграфическом диапазоне от ордовика до триаса и приурочены к самым различным тектоническим элементам. Основные нефтегазосодержащие комплексы связаны с терригенными отложениями среднего девона и карбонатными толщами каменноугольно-пермского возраста. В южных частях бассейна нефтеносна преимущественно среднедевонская толща, в северных — каменноугольно-пермская.

Нефти и конденсаты залегают в интервале глубин 200—4500 м, располагаясь в различных геохимических зонах идио- и криптогипергенеза и катагенеза. Вмещающие залежи породы находятся в интервале градаций катагенеза от PK_3 до AK_1 . Современный облик нефтей — результат действия различных геохимических процессов и обусловлен особенностями исходного для нефти органического вещества (ОВ), условиями генерации, аккумуляции и сохранности УВ и геологической историей развития структур, вмещающих залежи.

Сравнение нефтей по свойствам и составу проводилось на основании следующих аналитических и производных из них параметров. Использовались данные о плотности, групповом и структурно-групповом составе УВ, индивидуальном составе легких фракций (н. к. — 130 °С), индивидуальном составе алканов средних фракций ($C_{12}-C_{34}$). В качестве суммирующих характеристик были взяты таксоны [17] вещественно-генетической класси-

фикации (ВГК), где основными являются четыре класса нефтей (I — алкановый, II — циклано-алкановый, III — алкано-циклановый, IV — циклановый), в пределах которых выделяются типы, различающиеся по содержанию серы, легких фракций (н. к. — 200 °С) и парафина. Примеры нефтей различных классов приведены на рис. 2, см. вкл. На основании данных об индивидуальном составе УВ фракций (н. к. — 130 °С) и хроматографической характеристики средних фракций использовались комбинированные коэффициенты, форма и геохимическое значение которых даны в табл. 1. Использовалась также химическая типизация нефтей, предложенная Ал. А. Петровым и М. Н. Забродиной [19], основанная на хроматографической характеристике средней части нефти типа А¹, А², Б², Б¹. Примеры нефтей различных типов приведены на рис. 3.

Химический состав и физические свойства жидких углеводородных флюидов Тимано-Печорского бассейна чрезвычайно разнообразны. Встречены конденсаты, т. е. жидкая фаза УВ газовых растворов, легкие, средние и тяжелые нефти вплоть до малът. Широко распространены легкие нефти I класса типа А¹. Наиболее часто они встречаются в нижних горизонтах нефтеносного разреза, но отмечены случаи появления их и в верхних горизонтах (Ярейю, Северная Харьяга — каменноугольно-пермские залежи). Тяжелые нефти IV класса типа Б приурочены в основном к верхним нефтегазоносным комплексам (каменноугольно-пермскому карбонатному и верхнепермскому терригенному) и располагаются в интервале глубин 900—1600 м. Имеются также нефти «нестандартного» облика, например тяжелые III—IV класса по ВГК, но типа А¹, содержащие алкановые УВ уже в заметных концентрациях.

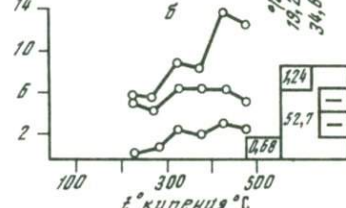
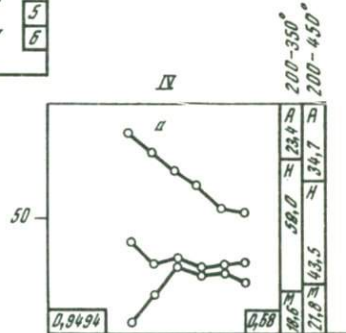
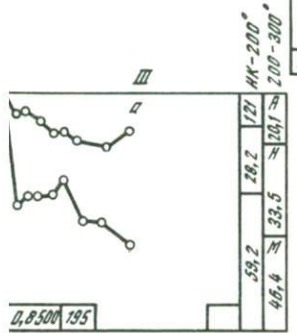
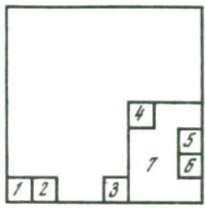
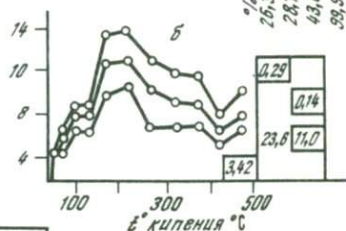
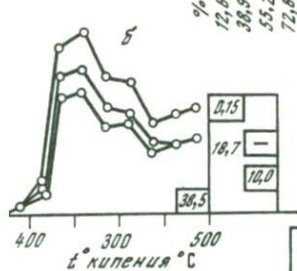
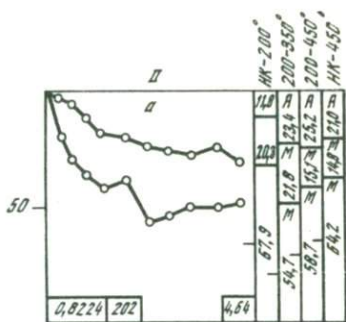
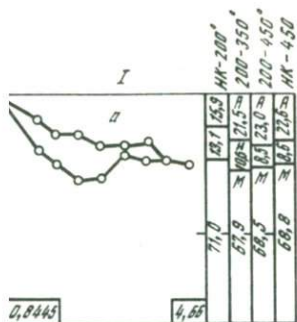
Зональность в распределении флюидов имеет тектоническую приуроченность. По фазовому состоянию в вертикальном разрезе отдельных зон имеет место как «нормальное», так и аномальное расположение залежей. Только нефтяные залежи встречены пока в пределах центральной части Ижма-Печорской впадины (Тэбук-Савиноборская, Мичаю-Пашнинская зоны) в Хорейверской впадине, в Варандей-Адзьвинской структурной зоне. Отмечается тенденция к увеличению газовой составляющей в залежах по направлению от центральных частей бассейна к краевым его частям. Так, газовые и газоконденсатные залежи установлены на севере в пределах Колвинского и Шапкино-Юрьяхинского валов, на западе — на Тиманской антеклизе, на юге — в районе Джебольской ступени, на востоке — во впадинах Предуральского прогиба.

Наиболее древние отложения осадочного чехла, вмещающие залежи нефти, — ордовикско-силурийские. В них открыты одна залежь на Возейском и две на Среднемакарихинском месторождениях. Одна из залежей Среднемакарихинского месторождения приурочена к ордовикско-силурийским карбонатным породам (глубина 4000 м); нефть средней плотности, содержит незначительное количество легких фракций. Качественный состав позволяет отнести ее к нефтям алканового основания, но с повышенным количеством цикланов и алканов изостроения. По хроматографической характеристике она является нефтью типа А¹. Нефть из верхнесилурийской залежи, приуроченной к доломитам и известнякам гердыюкского горизонта верхнего силура, на глубине 3600 м тяжелая, высоковязкая (ВВН); плотность ее превышает 0,98 г/см³; характеризуется высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов и серы. По групповому углеводородному составу нефть верхнего силура отнесена к циклано-ареновому классу (III типа А). Особенность этих

Таблица 1

Геохимическое значение комбинированных коэффициентов

Коэффициент	Геохимическое значение	Направленность изменения
$\frac{i - C_{19} \text{ пристан}}{i - C_{20} \text{ фитан}}$	Тип исходного вещества	Одинакова для нефтей, образовавшихся за счет сходного по составу ОВ
$\frac{n - (C_{28} - C_{27})}{n - (C_{13} - C_{15})}$	Условия диагенеза нефтематеринских толщ	Увеличивается в более окислительной обстановке
$\frac{i - C_{19}}{n - C_{17}} / \frac{i - C_{20}}{n - C_{18}}$	Обстановка осадконакопления	Растет с увеличением в исходном ОВ доли наземного материала (высших растений)
$\frac{\Sigma \text{нч}}{\Sigma \text{ч}}$	Степень зрелости	Увеличивается по мере увеличения доли гумусового материала в исходном ОВ
$\frac{2n - C_{29}}{n - C_{28} + n - C_{30}}$		При увеличении геохимической зрелости нефти приближается к 1
$\text{КМ}C_6 = \frac{n - C_6}{\Sigma (i - C_6 + \text{цикло-}C_6)}$	Катагенез	Понижается с увеличением "степени зрелости нефти"
$\text{КМ}C_7 = \frac{n - C_7}{\Sigma (i - C_7 + \text{цикло-}C_7)}$		Растет с увеличением степени катагенеза — "коэффициент метаморфизма"
$\frac{i - \text{стераны}}{a - \text{стераны}}$		То же
$\frac{\Sigma \text{алканов}}{\Sigma \text{цикланов}}$		"Показатель зрелости" увеличивается в процессе эволюции нефти
$\frac{\text{Циклогексаны}}{\text{Циклопентаны}}$		Увеличивается с ростом катагенетического воздействия
$\frac{2 \cdot n - C_{29}}{n - C_{28} + n - C_{30}}$	Гипергенез	То же
$\frac{i - C_{19} + i - C_{20}}{n - C_{17} + n - C_{18}}$		Не изменяется в процессе биоградации
$\frac{i - \text{алканы}}{n - \text{алканы}}$		Растет на начальных этапах биодеградации
$\frac{\Sigma \text{цикланов}}{\Sigma \text{алканов}}$		Растет с увеличением гипергенетических изменений
$\frac{i - C_6}{n - C_6} ; \frac{\text{МПП}}{\text{ЦГ}} ; \frac{\text{ЦПС}_7}{\text{МЦГ}}$	Направление миграции	То же
$\frac{n - C_7}{n - C_6}$	Испарение	Увеличивается в направлении миграции
		Увеличивается в остатке в результате испарения



Примеры нефтей Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна различных по вещественно-генетической классификации на фракцию, б — на нефть; I — Нижняя Омра, скв. 71 (интервал отбора 934—928 м), класса; II — Нижняя Омра, скв. 19 (интервал отбора 946—942 м), нефть II класса; падный Тэбук, скв. 1/188 (интервал отбора 1929—1916 м), нефть III класса; ега, скв. 3 (шахта 1), нефть IV класса. Объяснение цифр на схеме и букв на графиках: гность нефти, d_4^{20} ; 2 — молекулярный вес; 3 — парафин (в % на фракцию >200 °C); 1, %; 5 — смолы, %; 6 — асфальтены, %; 7 — остаток от перегонки, %; А, Н, М — ческие, нафтеновые и метановые углеводороды, выход (в %)

нефтей — необычное сочетание физико-химических характеристик с индивидуальным составом средней части, где алкановые УВ содержатся уже в значительных количествах, часто превышающих количество изопреанов, тип нефти A^1-A^2 , что может быть следствием изменения первично алкановой нефти процессами вторичного осернения и смешением гипергенетически измененной нефти с катагенетическими углеводородными флюидами.

Увеличение количества алкановых УВ меняет тип нефти с Б на А, хотя концентрация смолисто-асфальтеновых компонентов продолжает оставаться высокой. Перечисленные признаки и отличают нефть верхнесилурийской залежи Среднемакарихинского месторождения. На Возейском месторождении в силурийской залежи нефть легкая, алканового основания, типа A^1 . Учитывая, что залежь здесь никогда не выводилась в зону гипергенеза, можно предполагать, что такого типа нефть может рассматриваться для силурийских отложений как «первичная».

Залегающая выше нижнедевонская карбонатная толща распространена повсеместно. Залежи нефти установлены в ней на трех месторождениях различных тектонических элементов. Это Нижнеомринское месторождение Ижма-Печорской впадины, Усинское — Колвинского мегавала и Варандейское — вала Сорокина.

На Усинском месторождении нефть легкая, I класса. Во фракции 200—350 °С при общем преобладании алкановых УВ количество ароматических превышает количество нафтеновых УВ. Аналогичная нефть встречена в Варандее. В настоящее время нефтегенерационные способности нижнедевонской толщи исследованы недостаточно, но появление залежи на р. Уса в непосредственной близости от Возейской площади, где нефтеносны силурийские отложения, дает возможность предполагать миграцию нефти из силурийских отложений, тем более, что по свойствам и составу нефти силурийской залежи Возея и нижнедевонской р. Уса очень близки.

Среднедевонский терригенный нефтегазоносный комплекс регионально нефтегазоносен и содержит основные по запасам залежи в южной части и несколько залежей, в том числе Усинскую, в северных районах Тимано-Печорского бассейна. Залежи, приуроченные к комплексу, содержат большое разнообразие типов нефтей. На рис. 4 видно, что в отложениях комплекса встречаются нефти, обладающие самыми разнообразными физико-химическими свойствами. В основном это нефти небольшой плотности (менее 0,850 г/см³), содержащие незначительное количество смолисто-асфальтеновых компонентов (до 15%) и серы (до 0,5%), иногда в них отмечается повышенное количество легких фракций (в месторождении Пашшор — 37%), иногда парафина (в месторождении Харьга — 27,6%). Преобладающее большинство нефтей комплекса относится к нефтям алканового основания (I и II классы ВГК) типа A^1 .

Наряду с этим на западе бассейна (Тиманская антеклиз, западная часть Ижма-Печорской впадины) отмечаются случаи появления тяжелых нефтей (плотность более 0,9 г/см³) с большим количеством смолисто-асфальтеновых компонентов (в месторождение Ярега — 43%) и серы (Ярега — 1,14%), есть нефть с почти полным отсутствием легких фракций (Ярегское, Куш-Коджское месторождения). Здесь в среднедевонских отложениях на глубинах от 100 до 1000 м распространены газовые залежи с нефтяными оторочками и нефтяная Ярегская залежь. Эта залежь насыщена газом и, по-видимому, в прошлом связана с газовым скоплением. Нефть Ярегского месторождения и нефтяных оторочек относится к IV классу типа Б¹. В виде

3939

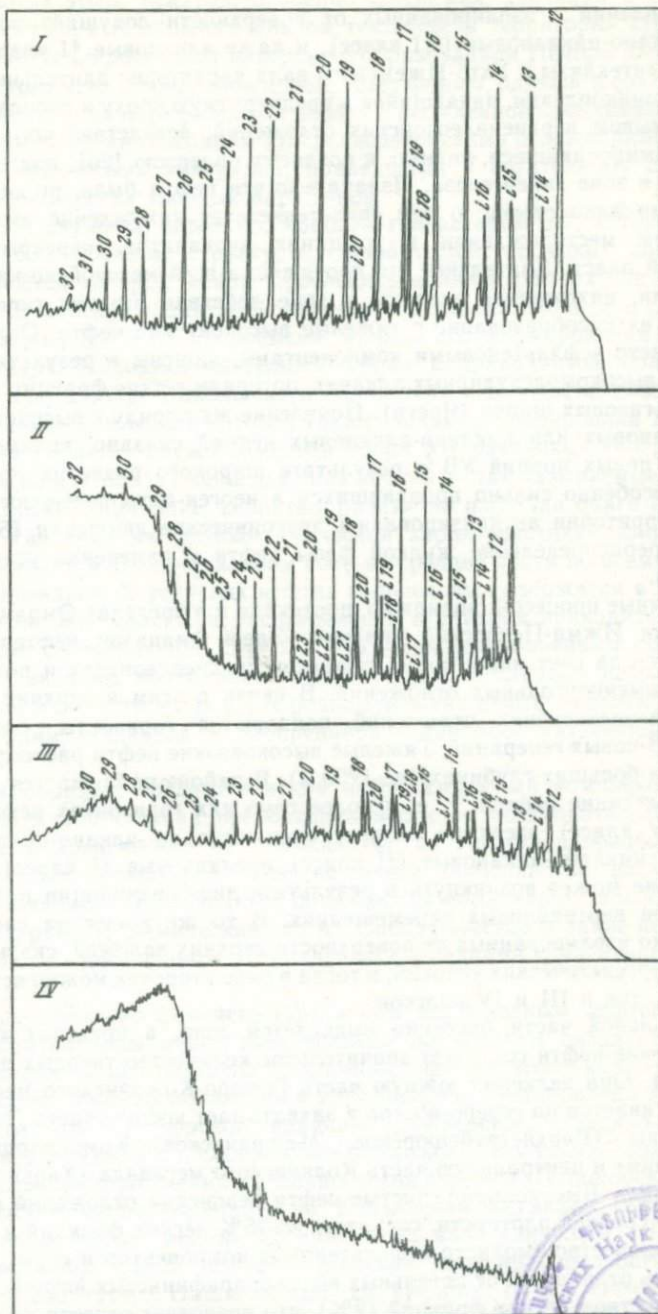


Рис. 4. Примеры хроматограмм нефтей Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна различных типов

I — Северная Харьяга, скв. 221 (интервал отбора 2074—2160 м), тип А¹; II — Нижняя Омра, скв. 67 (интервал отбора 939—942 м), тип А¹; III — Сыня, скв. 1 (интервал отбора 3472—3608 м), тип А¹—А²; IV — Ярега, скв. 126 (глубина 215—226 м), тип Б²

мелких скоплений в изолированных от поверхности ловушках встречены нефти и алкано-циклановые [III класс], и даже алкановые [I класс]. Для Тиманской антеклизы и Ухто-Ижемского вала характерен длительный перерыв в осадконакоплении, начавшийся в предпермскую эпоху и сопровождающийся размывом верхнепалеозойских отложений, вследствие чего залежи нефти, сформировавшиеся, видимо, к позднему палеозою [26], долгое время находились в зоне гипергенеза. Изначально эти нефти были, по-видимому, нормальными алкановыми, о чем свидетельствует нахождение озокеритов на Ярегском месторождении в трещинах вулканитов, перекрывающих нефтеносный пласт. Длительное, на протяжении всей мезозойско-кайнозойской истории, нахождение залежей в зоне действия агентов гипергенеза обусловило их преобразование в тяжелые высоковязкие нефти. Они обогащены смолисто-асфальтовыми компонентами, лишены в результате биодеградации высокомолекулярных алканов, потеряли легкие фракции и в ряде случаев газ газовых шапок (Ярега). Появление же наряду с высоковязкими легкими алкановыми или циклано-алкановыми нефтями связано, видимо, с поступлением новых порций УВ в результате широкого развития процессов миграции, особенно сильно проявившихся в неоген-антропогенное время, когда на территории активизировались тектонические движения [52]. Это вызвало перераспределение жидкой фазы нефти и изменение условий ее сохранности.

Аналогичные процессы, возможно, протекали и в пределах Омра-Сойвинской ступени Ижма-Печорской впадины. Здесь диапазон нефтеносности увеличивается за счет нарастания мощности среднедевонских и появления в разрезе каменноугольных отложений. В связи с этим в верхних частях разреза среднедевонских отложений появляются горизонты, способные удерживать УВ новых генераций. Тяжелые высоковязкие нефти располагаются здесь уже на больших глубинах (до 1200 м). В районе наблюдается «инверсионное» залегание нефтей, т. е. в более глубоких горизонтах нефти циклановые (IV класс) вверх по разрезу сменяются на алкано-циклановые (III класс), циклано-алкановые (II класс) и алкановые (I класс). Такое распределение может возникнуть в результате дифференциации нефтяного раствора при вертикальных перемещениях. В то же время на свойствах нефтей, плохо изолированных от поверхности верхних залежей, сказывается влияние гипергенетических условий, и тогда в ряде оторочек можно встретить нефти как I, так и III и IV классов.

В центральной части бассейна выделяется зона, в пределах которой среднедевонские нефти содержат значительное количество твердых парафинов (>10%). Она включает южную часть Печоро-Кожвинского мегавала, далее протягивается на северо-восток и захватывает южную часть Денисовской впадины (Верхнегрубешорское, Мишванское, Командишорское месторождения) и центральную часть Колвинского мегавала (Харьгинское месторождение). Высокопарафинистые нефти девонских отложений обычно небольшой и средней плотности, содержат до 25% легких фракций и незначительное количество смолисто-асфальтовых компонентов и серы. Харьгинская нефть отличается от остальных высокопарафинистых нефтей весьма малым количеством легких фракций (2%), что позволяет отнести их к остаточным продуктам ретроградного испарения. Выделенная зона высокопарафинистых среднедевонских нефтей территориально совпадает с древним Печоро-Колвинским авлакогеном, который в течение силурийского, девонского и раннекаменноугольного времени интенсивно прогибался с накопле-

нием мощных толщ осадков, особенно девонских. Начиная с визейского времени в связи с герцинским циклом тектогенеза территория существенно перестраивается, происходит инверсия с образованием Печоро-Кожвинского и Колвинского мегавалов, район приобретает формы, близкие к современным. Причина появления парафинистых нефтей в выделенной зоне связана с неоднократными циклами генерации УВ среднедевонскими отложениями и многократными процессами эмиграции, приведшими к остаточному скоплению большого количества твердых парафинов.

Эта зона служила, вероятно, мощным генератором УВ, которые мигрировали в близлежащие структуры. Одной из систем таких ловушек, по составу нефтей которой можно проследить наличие разных зон генерации УВ, стало Возейское поднятие Колвинского мегавала. Поднятие существует на протяжении длительного времени; начало его формирования относится еще к силуру. Находясь длительное время в приподнятом положении и разделяя зону Печоро-Кожвинского авлакогена и Большеземельской моноклинали, девонская толща которой также, видимо, генерировала УВ, Возейское поднятие могло служить местом сбора УВ различных генерационных зон. В залежах ее обнаружены два типа нефтей — так называемые харьгинский и усинский, имеющие, вероятно, разные по площади очаги нефтеобразования. Различия их физико-химической характеристики незначительны, но проявляются в индивидуальном составе средней части по всем соотношениям изопренанов. В усинских нефтях изопренаны содержатся в значительных количествах, максимум распределения *n*-алканов приходится на углеводородные составляющие C_{12} — C_{17} . На Харьяге изопренаны почти отсутствуют, а на фоне почти равного содержания *n*-алканов небольшой пик отмечается в области *n*-УВ C_{17} . Среднедевонские нефти Харьяги по многим соотношениям *n*-алканов и изопренанов — наиболее катагеннопреобразованные.

Таким образом, среднедевонский нефтегазоносный комплекс содержит нефти различной степени преобразованности от сильнокатагеннопреобразованных (Харьгинское месторождение) до гипергеннопреобразованных (Ярегское месторождение). Тем не менее большинство исследованных нефтей проявляет черты сходства по основным параметрам: преобладающий класс их I, реже II химический тип A¹. Специфическое отличие нефтей среднего девона — повышенные по сравнению с соседними концентрации *n*-алканов C_{15} — C_{17} .

С верхнефранско-фаменско-турнейским карбонатным нефтегазоносным комплексом связаны менее значительные по запасам скопления. Однако встает вопрос о перспективах дифференцированных фаций этого комплекса. Пока залежи нефти и нефтепроявления в этом комплексе установлены в центральной части Ижма-Печорской впадины (Джьерское, Западно-Тэбукское, Исаковское, Лузское, Северо-Савиноборское, Восточно-Савиноборское, Пашнинское месторождения), в Денисовской впадине (Пашшорское, Верхнегрубешорское месторождения), на Колвинском мегавале (Харьгинское, Возейское, Усинское месторождения) и на вале Сорокина (Лабганское месторождение). Среди нефтей комплекса встречаются разности от очень легких (0,813 г/см³, Пашшорское) до средних (0,877 г/см³, Западный Тэбук), иногда со значительным содержанием легких фракций (35,2%, Пашшорское; 32,5%, Верхнегрубешорское). Встречаются нефти с небольшим количеством смолисто-асфальтеновых компонентов (Пашшорское и Верхнегрубешорское месторождения), с повышенным их содержанием (Джьерское,

Западно-Тэбукское месторождения). Основной класс этих нефтей II (циклано-алкановый), но отмечаются случаи появления и нефтей I класса (Мичаюское и Верхнегрубешорское месторождения).

Наиболее полно разрез отложений комплекса и изменение нефтей различных его пластов изучены на Западно-Тэбукском месторождении. Здесь выделяются три нефтеносных пласта: Φ_2 — в рифогенных известняках верхнефранского подъяруса, Φ_1 — в водорослевых известняках фаменских отложений и Φ_0 — в доломитизированных известняках и доломитах фаменского яруса.

Нефти всех пластов имеют схожую физико-химическую характеристику и отнесены ко II классу ВГК, но хроматографическая характеристика как бензинов, так и высококипящих фракций их различна. Нефти верхнефранского подъяруса (пласт Φ_2) отнесены к типу A^2 , довольно редко встречающемуся в нефтях Тимано-Печорского НГБ. И в бензинах этих нефтей изоалканы также преобладают над n-алканами.

Нефти пласта Φ_1 отнесены к переходному типу A^1 — A^2 , в них нормальные алканы и изопренаны присутствуют почти в равных концентрациях. Нефти пласта Φ_0 характеризуются типом A^1 . Таким образом, по степени катагенетической преобразованности, определяемой по соотношению n-алканы/изопренаны, нефти верхнефранского подъяруса, залегающие на большой глубине, оказались наименее превращенными по сравнению с вышележащими фаменскими нефтями. Это может быть объяснено либо локальными повышениями температуры за счет процессов доломитизации, имевших место в фаменских отложениях и способствовавших катагенетическому преобразованию нефтей, либо формирование состава нефтей в рифогенных коллекторах происходило не без участия собственного ОВ вмещающих пород, богатых изопренами. Наиболее вероятным представляется второй вариант, в пользу которого свидетельствует нахождение нефтей типа A^1 — A^2 в рифогенных коллекторах фаменско-турнейского возраста ряда месторождений Тимано-Печорского НГБ, в частности на Возейском и Пашшорском месторождениях и на месторождениях Волго-Уральской НГО.

Терригенно-карбонатные турнейские отложения содержат газоконденсатные скопления, иногда с нефтяной оторочкой в пределах Джеболской ступени Ижга-Печорской впадины (Троицко-Печорское, Северо-Мылвинское, Ягтыдинское, Джеболское, Правобережное месторождения). Нефти малосернистые класса I типа A^1 . В конденсатах алканы преобладают над цикланами, нормальные алканы — над изоалканами, циклогексаны — над циклопентанами. Эти же соотношения наблюдаются и в нефтях. Есть основания предполагать, что в Вуктыльском месторождении, расположенном в непосредственной близости в Верхнепечорской впадине Предуральского прогиба, ловушки в прошлом были заполнены нефтью, и затем поступление газов из нижних горизонтов вызвало растворение части углеводородов в газе и переход их в конденсат, а оставшаяся часть была отнесена в оторочку или осталась в виде линз внутри продуктивных пластов.

Среднекаменноугольно-нижнепермский карбонатный комплекс содержит основные по запасам залежи нефти в северных районах Тимано-Печорского НГБ. В южной части бассейна небольшие скопления нефти обнаружены в Мичаю-Пашнинской структурной зоне (Северо-Савиноборское и Пашнинское месторождения). В северных районах нефти этого комплекса встречены в пределах всех крупных структурных элементов: в Денисовской впадине (Василковское, Ванейвисское, Шапканское и другие месторождения), на

Колвинском мегавале (Хыльчюуское, Возейское, Харьягинское, Усинское и другие месторождения), в Хорейверской впадине (Салюкинское и Среднемакарихинское месторождения), в пределах Варандей-Адзвинской структурной зоны (Варандейское, Торавейское, Лабаганское и другие месторождения) и во впадинах Предуральского прогиба — Косью-Роговской (Падимейское, Ярвожское, Кочмесское) и Большесыньинской (Южно-Сыньинское месторождение).

Нефти комплекса по физико-химическим параметрам различны — от легких малосернистых, малосмолистых с большим количеством легких фракций (Северо-Харьягинское, Хыльчюуское, Ярейюское месторождения) до тяжелых высоковязких нефтей с плотностью, приближающейся к 1, содержащих большое количество смолисто-асфальтеновых компонентов и серы (Усинское месторождение). Качественная характеристика их весьма многообразна: встречены нефти I, III, IV классов, почти всех типов ВГК — от I до IV в. Хроматографические типы — А¹, А², Б¹.

Основная масса нефтей каменноугольно-пермского комплекса представляет собой тяжелые, иногда высоковязкие нефти с большим содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (рис. 3). Пространственно они располагаются на востоке исследуемой территории (Возейское, Усинское месторождения Колвинского мегавала, месторождения Хорейверской впадины, Варандей-Адзвинской структурной зоны, Коротанхинской, Косью-Роговской и Большесыньинской впадин Предуральского прогиба). Они залегают на различных глубинах (от нескольких сот до 3500 м), поэтому такие особенности нефтей, как отсутствие низкокипящих фракций, циклановый состав УВ, могут объясняться не только гипергенетической преобразованием, хотя эти процессы исключать нельзя, но, возможно, и изначальным составом нефтей, их «геохимической незрелостью». Так, в пределах вала Сорокина современные пластовые температуры в залежах не превышают 40 °С, а палеотемпературы не превышали 60 °С, то же имеет место на юге Колвинского мегавала, Хорейверской впадины и во впадинах, прилегающих к валу Сорокина [20], следовательно, если нефти образованы за счет органического вещества одновозрастных отложений, температурные условия не обеспечивали широкого развития процессов термодеструкции и образования низкомолекулярных УВ.

Нефти залежей каменноугольно-пермского возраста вала Сорокина Варандей-Адзвинской структурной зоны имеют чрезвычайно незакономерный состав: III—IV классы ВГК, химический тип А¹—А², содержат много бензинов, состав которых не согласуется с составом основной части УВ, т. е. имеются все признаки подтока УВ, источником этих мигрантов следует считать, по-видимому, нижнедевонские отложения, нефтеносность которых уже установлена. Доводом в пользу такого перемещения служит общность УВ состава нефтей нижнедевонской залежи на Варандее и фаменско-турнейской — на Лабагане.

На Сыньинском месторождении в каменноугольно-пермских карбонатах открыта тяжелая высоковязкая нефть. Учитывая, что циклановый тип нефти может быть первичным для каменноугольно-пермских залежей, нетрудно предположить, что такие нефти, попадая в зону катагенеза, под влиянием высоких температур подвергаются изменению. Это изменение выражается в первую очередь в увеличении алкановых УВ за счет деструкции цикланов. Вследствие этого меняется как физико-химическая, так и качественная ха-

рактеристика их, в результате химический тип нефти становится A^2 . Сыньинская нефть как раз и характеризуется таким типом A^1-A^2 .

В пределах Денисовской впадины и Колвинского мегавала в северных частях обнаружены газоконденсатные скопления. Распределение УВ флюидов каменноугольно-пермских отложений имеет четкую пространственную зональность: с севера на юг наблюдается смена газоконденсатных залежей нефтегазовыми и нефтяными.

В пределах Шапкино-Юрьянского вала закономерные направленные изменения состава низкомолекулярных УВ в сторону пониженных пластовых давлений, а также сходство углеводородного состава средних фракций ($C_{13}-C_{34}$) укладываются в схему «дифференциального улавливания» и свидетельствуют о том, что здесь имеет место распределение одного и того же углеводородного раствора.

В составе конденсатов Кужминского, Василковского и Ванейвисского месторождений имеются сернистые соединения, в том числе меркаптаны, сульфиды, дисульфиды. Подобные вещества обычно являются следствием термического распада более высокомолекулярных сернистых соединений, а следовательно, их образование связано с более высокотемпературными областями. Повышено в этих конденсатах и содержание ароматических УВ, которые также могут образовываться за счет взаимодействия серы с циклогексановыми УВ при повышенных температурах. Напрашивается предположение о том, что формирование конденсатов каменноугольно-нижнепермских отложений Шапкино-Юрьянского и Колвинского мегавалов шло за счет веществ (нефти и ОВ пород) более глубокозалегающих толщ, расположенных в акватории моря, и подвергалось дифференциации по пути перемещения по восстанию слоев с севера на юг [1].

Таким образом, можно считать, что основной тип нефти среднекаменноугольно-нижнепермского возраста — нефть цикланового основания (II, IV классов) типа Б, реже A^2-A^1 . Случаи появления в каменноугольно-пермских отложениях нефтей I—II классов можно, видимо, объяснять их миграцией либо из нижележащих разновозрастных горизонтов, либо по разновозрастным горизонтам по восстанию пластов.

Верхнепермско-триасовый терригенный нефтегазоносный комплекс содержит эпизодические скопления нефти, газа и газоконденсата в основном в северных районах Тимано-Печорского бассейна. Среди них — газоконденсатная залежь на Василковском месторождении, нефтяная залежь в песчаниках уфимского горизонта на Серчеюсском и на Пашшорском месторождениях в пределах Денисовской впадины, газоконденсатная залежь на Хыльчюуском месторождении Колвинского мегавала, крупная нефтяная Северо-Сорокинская залежь на валу Сорокина. Залежи этого комплекса находятся на небольших глубинах (до 1200 м) в зоне гипергенеза, что отражается на составе нефтей. В основном — это тяжелые высоковязкие нефти IV класса типа B^1-B^2 . Верхнепермские конденсаты Шапкино-Юрьянского и Колвинского мегавалов, как показали исследования бензиновых фракций нефтей, лежащих ниже, и конденсатов с использованием ряда коэффициентов, представляющих собой отношения более растворимого в газе компонента к менее растворимому ($n-G/n-GP$, $C_6/n-C_6$, $MЦГ/ЦГ$, $C_6/ЦГ+MЦГ$; Шиманский, 1973 г.), проведенные, в частности, для Хыльчюуского месторождения, подтверждают предположение о вторичности конденсата в газоконденсатно-нефтяных залежах.

ГЛАВА 4

ПАЛЕОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Факторы, определяющие зональность в распределении флюидов и сходство или различие химического состава флюидов, тесно связаны с историей гидрогеологического развития бассейна (размещением областей создания напоров, зон разгрузки седиментогенных вод, инфильтрации атмосферных вод и т. д.).

Каждому бассейну, каждому району присуща своя гидрогеологическая история развития, чем и объясняется большое разнообразие находящихся в их пределах скоплений УВ по фазовому состоянию и химическому составу. Основной агент, переносящий подвижную фракцию ОВ из нефтематеринской породы в резервуар, — отжатые в результате уплотнения пород воды, дополняемые водами, связанными с дегидратацией глинистых минералов. Последние при изучении динамики уплотнения глинистых пород трудно поддаются учету. Процесс уплотнения протекает, как правило, неравномерно. Наблюдаются перепады плотности, пористости, давления поровых флюидов, которые определяют направление их перемещения (вверх, вниз или по латерали). Нефть, газы и вода мигрируют в пористой и проницаемой среде осадочных пород-коллекторов. В терригенных отложениях коллекторы — песчаники и трещиноватые глинистые породы, уже прошедшие стадию максимального уплотнения.

Большую роль в нефтяной геологии играют карбонатные породы. В природных условиях карбонатные породы компактны (кроме рифовых построек) и являются плохими коллекторами. Под влиянием выщелачивания поверхностными водами (в периоды континентальных перерывов) в них происходит образование карстовых пустот; под действием уплотнения, в результате погружения возникает трещиноватость, определяющая циркуляцию флюидов и развитие зон, благоприятных для доломитизации [38].

В Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне преимущественно терригенные песчано-глинистые отложения накапливались в среднедевонско-нижнефранское и верхнепермско-мезозойское время. Досреднедевонские и каменноугольно-нижнепермские (исключая соленосный кунгур) отложения сложены преимущественно карбонатными породами. Зоны максимального осадконакопления связаны с Предуральским прогибом, минимального — с Тиманом и с большей частью Ижма-Печорской впадины. Северные районы бассейна наряду с интенсивным осадконакоплением в отдельные периоды геологической истории испытывали воздымание. Эти три зоны были основными областями создания напоров вод гидрогеологических комплексов.

I гидрогеологический комплекс (рис. 5) представлен в объеме пород от ордовикских до нижнефранских включительно. Песчаные отложения ордовика широко распространены на исследуемой территории. Они согласно

перекрываются отложениями силура, за исключением северной половины Ижма-Печорской впадины, где силур отсутствует. В периоды поздневенлокской, позднесилурийской, предсреднедевонской и предпозднедевонской регрессий карбонатные отложения силура подвергались интенсивному выщелачиванию. В Хорейверской, Косью-Роговской, Верхнепечорской и Ижма-Печорской (юг) впадинах, а также на Колвинском мегавалу формировались пористо-кавернозные коллекторы. Живетские отложения выражены глубоководной глинистой фацией; в этой фации они выполняются в основном Печоро-Колвинский авлакоген. Нижнефранские отложения состоят из переслаивающихся маломощных глин и песчаников; с запада на восток они несогласно перекрывают отложения ордовика (на севере Ижма-Печорской впадины), живета и силура.

Процессы консолидации пород комплекса носили резко выраженный дифференцированный характер. Области Восточно-Тиманского и Печоро-Колвинского прогибов вплоть до конца среднего девона отличались повышенными скоростями осадконакопления.

Уплотнение осадков ордовика, силура и нижнего девона протекало в рифтовой зоне Печоро-Колвинского авлакогена и в системе Уральской геосинклинали. Колвинский мегавал и Хорейверская впадина служили областями разгрузки седиментационных вод, отжимавшихся в заключительную стадию уплотнения среднедевонских глинистых пород Печоро-Колвинского авлакогена. Коллекторами для отжимающихся вод были кавернозные отложения силура и песчаники ордовика. Разгрузка этих вод была наиболее облегченной в конце турне вследствие возникшего в это время в северных районах обширного поднятия. Конфигурация нефтесборной площади определялась коллекторскими свойствами пород силура, сформировавшимися в периоды регрессий, и местоположением ее в отношении Печоро-Колвинского авлакогена. Эта площадь охватывала также южные районы Шапкино-Юрьянского и Лайского валов.

Латеральная разгрузка живетских вод Печоро-Колвинского авлакогена в западном направлении затруднялась ввиду их контакта по сбросу с более древними, глубокометаморфизованными породами рифея. Область создания напоров элизионных вод достигала глубин, превышавших 2000 м. Рассеянное в породах ОВ в это время могло находиться на длиннопламенной стадии метаморфизма и активно продуцировать жидкие углеводороды. По этой причине в силурийско-ордовикских отложениях восточного обрамления Печоро-Колвинского авлакогена можно ожидать обнаружения залежей нефти. В коллекторы ордовика Ижма-Печорской впадины разгружались воды перекрывающих их кыновско-саргаевских глинистых отложений в течение всего периода их уплотнения. Здесь при наличии древних ловушек могли бы образовываться залежи как жидких, так и газообразных УВ.

Формирование силурийских залежей углеводородов в районах, находившихся за пределами нефтесборной площади, происходило без участия живетских седиментационных вод. Преимущественно карбонатный состав этих отложений и затухание процессов уплотнения уже в начальную стадию диагенеза обусловили захоронение в породах рассеянных ОВ, преобразование которых по мере погружения пород пошло по линии газообразования. Это районы северо-востока Хорейверской впадины, севера Колвинского мегавала, Лайского, Шапкино-Юрьянского валов и Малоземельской моноклинали, а также территории вала Сорокина и впадин Предуральского прогиба. В этих районах можно ожидать преимущественно газовых залежей.

В отношении структур Шапкино-Юрьяхинского, Лайского валов и северной части Колвинского мегавала этот вывод подкрепляется тем, что на глубинах залегания кровли силура (около 5000 м) температуры превышают 120 °С. В водах Падимейской структуры Косью-Роговской впадины, сопутствующих здесь газовой залежи, наблюдаются повышенные концентрации метана, высокие значения газонасыщенности.

Динамика нижефранских отложений подчинялась закономерностям, выявленным нами ранее для терригенных толщ [5, 13]. В частности, этими работами установлено, что в толщах переслаивания глин и песчаников при уплотнении постоянно преобладал нисходящий отток элизонных вод. Этот вывод основывался на рассмотрении процесса уплотнения одновременно нескольких разновозрастных глинистых пластов. Такое сопоставление показало, что на первых этапах уплотнения вытеснение флюидов максимальное; на последующих его этапах процент вытеснения жидкости из более молодых отложений был постоянно выше, чем из более древних.

Поскольку на большей части территории Тимано-Печорского нефтегазонасного бассейна нижефранские отложения представлены ритмично переслаивающимися песчаниками, алевролитами, глинами и известняками, можно заключить, что в этой части гидрогеологического комплекса постоянно преобладал нисходящий отток элизонных вод. Ниже приводится расчет хода вытеснения поровых жидкостей (табл. 2).

Кыновские глинистые отложения в районе Печоро-Кожвинского мегавала (Мутный Материк) и района р. Ухта относятся к категории мощных. Их перекрывает саргаевская толща переслаивания глин и песчаников, темп уплотнения которых был постоянно выше, чем кыновских, поэтому процесс их уплотнения также протекал с преобладанием нисходящего оттока вод (возможно, что процесс уплотнения в этих условиях сопровождался возникновением аномально высоких пластовых давлений, которые могли релаксироваться при возникновении областей разгрузки — разломов). Лишь в заключительную стадию уплотнения нижефранских глин на севере Шапкино-Юрьяхинского вала и Денисовской впадин произошло латеральное перемещение вод на юг, к областям мезозойской суши. В Ижма-Печорской впадине нижефранские воды разгружались в терригенные отложения ордовика, в Хорейверской впадине — в кавернозные коллекторы силура. В Печоро-Колвинском прогибе фильтрации вод вниз препятствовали глинистые пласты живетских отложений, поэтому наиболее облегченной была их разгрузка в трещиноватые отложения верхнего девона (в предвизейское время).

II гидрогеологический комплекс включает карбонатные и глинисто-карбонатные отложения начиная с среднефранских (саргаевских) верхнего девона до серпуховских нижнего карбона. Этот комплекс широко развит в изучаемом бассейне. Палеодинамика вод комплекса была сопряжена с тектоническими процессами, вызывавшими широкое развитие трещиноватости в карбонатных породах комплекса в зонах глубокого их залегания, а в предвизейский континентальный перерыв приведшими к выщелачиванию фамен-турнейских известняков. Наибольшей трещиноватостью характеризуются карбонатные породы районов Предуральяского прогиба в связи с их погружением в пермско-нижнетриасовое время на более чем шестикилометровую глубину. На Печоро-Кожвинском мегавале и прилегающих к нему участках трещиноватость развивалась уже в период накопления более чем двухкилометровой мощности отложений самого комплекса. На этом участке,

Таблица 2

Палеодинамика вытеснения поровых жидкостей из глинистых пород девона (в %) Мичаю-Пашнинской антиклинальной зоны

Время уплотнения	Отложения	
	пашийские	кыновские
Кыновское	20	—
Саргаевское	7	10
Семилукско-доманиковое	2	13
Мендымское	12	5
Аскынское	25	33
Фаменское	28	32
Турнейское	1	1
Визейское	0	1
Намюрское	0	0
Башкирское	0	0
Московское	1	0
Позднекаменноугольное	0	0
Ассельско-сакмарское	0	1
Артинское	1	0
Кунгурское	0	1
Сумма	97	97

как уже говорилось, происходила наиболее облегченная, направленная вверх разгрузка вод уплотнявшихся глинистых пород живета.

В предвизейский континентальный перерыв отложения комплекса подверглись активному воздействию атмосферных вод. Этот процесс не затрагивал районы современных Косью-Роговской и Коротайхинской впадин. На остальной территории шло интенсивное карстообразование в турнейских известняках. На площади, ограниченной Печоро-Кожвинским мегавалом, Большесынинской впадиной, грядой Чернышева и поднятием Гамбурцева активная циркуляция атмосферных вод затронула даже более древние, фаменские отложения.

Тектоническая активность рассматриваемого района (неоднократные трансгрессии и регрессии) обусловила широкое развитие трещиноватости во всей толще известняковых пород комплекса. Мигрировавшие флюиды захватывали на своем пути УВ, генерировавшиеся в процессе погружения карбонатных отложений девона, а местами для их разгрузки служили кавернозные коллекторы, образовавшиеся на обширной территории предвизейского поднятия. Во впадинах Предуральского прогиба шло стабильное погружение вплоть до конца каменноугольного периода. В карбонатных отложениях происходили те же процессы, что и в отложениях силура. Подземные воды обладали необходимой для формирования залежей динамичностью только в диагенезе, когда с элизийными водами могли мигрировать УВ низкой стадии преобразования.

III гидрогеологический комплекс — промежуточный между терригенным верхнепермско-нижнетриасовым и терригенно-карбонатным верхнефранко-серпуховским. Он включает карбонатные отложения среднего, верхнего карбона, ассельско-сакмарского яруса нижней перми и терригенные отложения кунгура.

Особенность палеогидродинамической обстановки III комплекса — широкая инфильтрация поверхностных вод в течение предпермского континен-

тального перерыва. На большей части территории бассейна в области инфильтрации были развиты карбонатные отложения среднего и верхнего карбона и нижней перми. Вследствие этого под мощной песчано-глинистой толщей кунгура оказались залегающими высокопористые выщелоченные и закарстованные известняки и доломиты. Исключения представляют центральная и северная части Хорейверской впадины, восток Денисовской впадины, а также территория Ижма-Печорской впадины, где отложения комплекса накапливались без перерыва. Область создания напоров седиментогенных вод, связанная с накоплением мощной (более 4000 м) толщи пермских песчано-глинистых пород, образовалась на востоке в районе Предуральяского прогиба уже во время формирования отложений комплекса. К концу нижнего триаса глинистые породы комплекса прошли здесь стадию максимального уплотнения. Области разгрузки седиментогенных вод были кавернозные породы самого комплекса. Кроме того, их разгрузка могла происходить по трещинам в отложения второго комплекса. В платформенной части ограничением для вертикальной нисходящей фильтрации вод в отложения II комплекса служили серпуховские гипсово-ангидритовые породы. Здесь происходило латеральное перемещение элизионных вод, а зона перехода платформы в прогиб была зоной их разгрузки.

Вся территория бассейна, за исключением самых северных районов, в верхнепермское время представляла область создания напоров. Это затрудняло латеральную разгрузку вод на данном этапе как со стороны платформы, так и со стороны Предуральяского прогиба. В платформенной части это приводило к возникновению аномальных давлений, а в прогибе облегчало вертикальную фильтрацию флюидов в нижние горизонты.

Окончательная консолидация глинистых пород комплекса завершилась в мезозойское время. Отсутствие отложений на больших площадях в северных районах бассейна и широко развитая трещиноватость пород, возникшая в результате неоднократных тектонических движений разного знака, привели в северных районах к сообщаемости всех горизонтов разреза. Мезозойская трансгрессия вызвала повышение напоров вод всех гидрогеологических комплексов. Особенно это отразилось на напорах вод терригенных отложений I, III и IV комплексов, в которых выдержанные по площади песчаные пласты обеспечили возможность дальнейшей латеральной миграции вод вдоль положительных элементов платформы.

Палеогидродинамическая история IV гидрогеологического комплекса (верхнепермско-нижнетриасового) в общих чертах повторила историю III гидрогеологического комплекса. Эта унаследованность выразилась в расположении областей создания напоров и зон их разгрузки.

В конце нижнего триаса начался активный подъем территории в районе гряд Чернышева и Чернова, вала Сорокина и поднятия Гамбурцева. Оживление разломов, ограничивавших эти тектонические элементы, активизировало как вертикальную, так и латеральную разгрузку вод всех гидрогеологических комплексов. С аптского времени в районах Предуральяского прогиба в верхние отложения комплекса началось внедрение инфильтрогенных вод со стороны Урала.

V гидрогеологический комплекс включает терригенные отложения мезозоя от среднего триаса до мела; отложения комплекса распространены в северной части рассматриваемой территории. Палеогидродинамическая обстановка в отложениях комплекса складывалась под влиянием начавшегося еще в апте подъема территории Урала, а затем Тимана. На вовлеченной в подъем

территории уплотнение глинистых пород было прервано, началась разгрузка элизионных вод из Хорейверской впадины и восточной части Колвинского вала. Максимальное накопление осадков в этой части бассейна особенно отразилось на динамике вод IV гидрогеологического комплекса, глинистые отложения которого к концу мезозоя прошли здесь стадию максимального уплотнения, что привело к нарушению сплошности пород и последовавшей за этим сообщаемости гидрогеологических комплексов в этих районах. Элизионные воды V комплекса, внедрившиеся в более древние отложения, могли играть роль барьера для инфильтрационных вод, начавших поступать со стороны Тимана. Именно этому барьеру обязаны своим сохранением залежи УВ IV гидрогеологического комплекса на Шапкино-Юрьянском и Лайском валах.

Необходимо отметить, что палеогидродинамическая обстановка обладала необходимой для образования залежей УВ активностью. Формирование химического состава вод в пределах впадин Предуральяского прогиба происходило под влиянием процессов уплотнения глинистых толщ пермотриаса и преимущественно нисходящей вертикальной миграции подземных флюидов, обеспечивающей изолированность отложений нижележащих гидрогеологических комплексов.

Вытеснение элизионных вод из прогиба происходило быстрыми темпами. Напротив, в пределах платформы (Ижма-Печорская впадина) элизионные воды вытеснялись замедленными темпами. Разгрузка вод всех гидрогеологических комплексов происходила в пределах переходной зоны от платформы к прогибу. Эти зоны следует считать наиболее перспективными для поисков нефти во всех комплексах.

Палеогидродинамическая обстановка в промежуточной зоне (Печоро-Колвинский авлакоген, Хорейверская впадина) формировалась в условиях чередования периодов интенсивного и замедленного осадконакопления. Разгрузка вод в палеозое была направлена к зонам разломов, в мезозое — к краевым частям бассейна. С элизионными водами могли мигрировать ОВ различной степени преобразованности, а в зонах нарушений процессы вертикальной миграции обусловили сочетание в одной и той же зоне залежей УВ разного фазового состояния: газовых, нефтяных и газоконденсатных.

ГЛАВА 5

ПАЛЕОГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ И ПАЛЕОГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

При прогнозной оценке перспектив нефтегазоносности палеогидрохимические и палеогеотермические исследования играют немаловажную роль, так как они дают возможность проследить пути и условия формирования подземных вод, с которыми тесно связаны процессы образования нефти и газа.

Для южной части Тимано-Печорского бассейна выполнялись только палеогидрохимические реконструкции, для северной — и палеогидрохимические, и палеогеотермические.

Палеогидрогеологические исследования проводились Б. Н. Любомировым [34], который, изучая историю колебательных движений земной коры и палеогеографические обстановки различных геологических эпох, воссоздал

условия образования подземных вод и направление их движения. Б. Н. Любимов проследил изменение химического состава подземных вод с момента их захоронения в илах до настоящего времени, а также рассматривал условия преобразования рассеянного ОВ водовмещающих пород на протяжении всей геологической истории региона. Это позволило ему установить главным образом качественные изменения химического состава подземных вод.

В основу выполненных нами палеогеохимических построений была положена методика количественной оценки палеоминерализаций, предложенная Г. П. Волобуевым [40]. Исходным материалом для восстановления палеоминерализации подземных вод послужили более 500 анализов химического состава вод палеозойских отложений Тимано-Печорского бассейна. Мощности этих отложений были заимствованы из Атласа литолого-палеогеографических карт СССР (1968 г.).

На основании фактического материала для каждого крупного структурного элемента отдельно строились графики зависимости минерализации и анионно-катионного состава подземных вод от геохронобаты.

Изменение палеоминерализации и палеотемператур гидрогеологических комплексов рассматривалось в развитии, т. е. к началу каждого последующего этапа гидрогеологической истории. Этапы выделялись на основании имеющихся данных о палеогеографических обстановках, тектонических особенностях бассейна и цикличности осадконакопления. Затем для каждого гидрогеологического комплекса подсчитывались значения перепадов палеоминерализаций (ППМ) и палеотемператур (ППТ). Палеотемпературы определялись по методике Ю. К. Таранухи и А. М. Никанорова [42], в основу которой положено условие постоянства теплового потока в течение геологического времени. Более полное изложение методики приводится в работе Е. А. Барс, С. Н. Титковой, Н. А. Климановой и др. [13, 14]. ППМ и ППТ представляют собой количественные выражения изменения палеоминерализаций и палеотемператур от начального этапа формирования комплекса до настоящего времени.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

I гидрогеологический комплекс

В течение ордовикско-нижнесилурийского времени в бассейне накапливались лагунные и континентальные осадки за счет разрушения метаморфизованных толщ Тимана. Основные особенности состава вод силурийских отложений закладывались в лагунных или в мелководно-лагунных условиях.

Химические анализы вод силурийских отложений имеются только по трем площадям: Среднемакарихинской, Салюкинской, Возейской.

Палеоминерализация подземных вод силурийских отложений на начальном этапе формирования комплекса составляла 40 г/л в пределах Колвинского вала и 51 г/л — в южной части Хорейверской впадины.

В течение всей истории развития гидрогеологического комплекса палеоминерализация подземных вод от этапа к этапу повышалась, достигнув на Возейской площади 83 г/л, а на Салюкинской и Среднемакарихинской 60 г/л. Вероятно, более высокая минерализация вод Колвинского вала связана с преобладанием в составе силурийских отложений ангидритово-доломитовых пород.

До середины зйфельского времени на территории Тимано-Печорского

бассейна преобладал континентальный режим. Лишь восточная часть бассейна (включая южную часть Колвинского вала и Хорейверскую впадину) представляла собой мелкое засоленное море, т. е. благоприятные условия для сохранения залежей УВ в силурийско-нижнедевонскую эпоху существовали только здесь.

Среднедевонская эпоха характеризуется обширной морской трансгрессией моря со стороны Урала. Трансгрессия сформировала залив северо-западного простирания (до пос. Шапкино на севере) и захватила всю южную часть бассейна.

Воды инфильтрационного происхождения, которые проникали в течение девонского перерыва в породы ордовика и силура, были полностью замещены в этот период морскими, т. е. произошло выравнивание химического состава подземных вод силурийских и девонских отложений.

Во франское время в результате новой обширной трансгрессии сформировалась мощная кыновско-саргаевская толща терригенно-карбонатных пород — региональная покрывка, надежно изолировавшая нижележащие водоносные горизонты.

В течение последующей гидрогеологической истории палеоминерализация вод повышалась неодинаково в разных районах бассейна. По ее величине резко отличались северная и южная части бассейна. По-видимому, это было связано со спецификой их тектонической истории. Северная часть переживала эвгеосинклинальный этап развития, а южная — миогеосинклинальный (см. главу 1). В северной части территории максимальные перепады палеоминерализации (ППМ) для I гидрогеологического комплекса установлены на Шапкино-Юрьяхинском валу (42—59 г/л). В южной же части они были максимальными в Верхнепечорской впадине (240 г/л).

Палеотемпературы подсчитывались ввиду ограниченности исходных данных для I гидрогеологического комплекса только по трем площадям: Возейской, Усинской, и Салюкинской. Самая высокая палеотемпература установлена для Салюкинской площади (31 °С). Это, видимо, было связано с выделением нагретых вод по разлому. Палеотемпературы I комплекса для Возейской и Усинской площадей соответственно равнялись 21 и 25 °С.

II гидрогеологический комплекс

Позднетурнейско-ранневизейское время характеризуется крупным перерывом в осадконакоплении. Были выведены на поверхность и размыты карбонатные породы франского и фаменского возраста. Получили распространение карстообразовательные процессы. В каверны известняков могли проникать инфильтрационные воды, понижающие минерализацию вод верхних горизонтов, но в период алексинской трансгрессии произошло выравнивание химического состава подземных вод. Региональным водоупором стала доломитово-ангидритовая толща пород серпуховского горизонта.

На начальном этапе формирования комплекса самая высокая палеоминерализация в северной части бассейна характеризовала районы площадей Среднемакарихинской (48 г/л) и Салюкинской (49 г/л), а самая высокая палеотемпература соответствовала Усинской (67 °С) и Верхнегубешорской (63 °С) площадям. Таким образом, взаимосвязи палеоминерализаций с палеотемпературой на этом этапе не наблюдалось. Но уже на дальнейших этапах развития к площадям с более высокой палеоминерализацией подземных вод приурочены и более высокие их палеотемпературы.

Наибольшие ППМ (42—56 г/л) соответствуют на севере району Шапкино-Юрьяхинского вала, самые низкие (6—8 г/л) установлены на Салюкинской и Среднемакарихинской площадях. В южной части Тимано-Печорского бассейна наибольшие ППМ приурочены к Верхнепечорской впадине (250 г/л). Самые низкие ППМ установлены на Печоро-Кожвинском мегавалу (120 г/л).

III гидрогеологический комплекс

В среднекарбовое время почти всю территорию Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна охватила морская трансгрессия (рис. 6).

В условиях мелкого моря нормальной солености накапливались карбонатные осадки. Так как бассейн почти на всей территории был мелководным, то даже при незначительных подъемах территории на поверхность выводились карбонатные породы нижнекарбового возраста и происходило смешение подземных вод с поверхностными.

Со второй половины сакмарского века море начало отступать, и морской бассейн стал постепенно засоляться. Формировались лагунно-морские и лагунно-континентальные осадки.

В нижнепермскую эпоху в результате широкой трансгрессии на всей территории бассейна установились нормально морские условия. В результате воды III гидрогеологического комплекса имеют смешанное происхождение.

В северной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна в нижнепермских отложениях выявлен комплекс аутигенных минералов: много пирита, гидроокислы железа, карбонаты, глауконит. Пирит — минерал начальной стадии диагенеза. Его появление связано с разложением ОВ в восстановительной обстановке. Глауконит, гидроокислы железа и карбонаты, характерные для слабоокислительной обстановки, имеют подчиненное значение. Воды комплекса в основном формировались в восстановительной обстановке, но, видимо, в те кратковременные периоды регрессии, во время которых в глубь отложений проникали инфильтрационные воды, создавались условия, способствовавшие выделению аутигенных минералов, характерных для экзогенных условий. Пирит под влиянием инфильтрационных вод, обогащенных кислородом, окислялся с образованием гидроокислов железа [49].

Хорейверская впадина продолжала оставаться зоной несколько повышенной палеоминерализации вод (49 г/л). На остальной части территории палеоминерализация была близка к нормально морской или чуть выше. Самые высокие палеотемпературы были к началу формирования комплекса в районе Шапкино-Юрьяхинского и Лайского валов (48—57 °С); в южной части Колвинского вала и Хорейверской впадины они гораздо ниже (27—30 °С).

IV гидрогеологический комплекс

Начиная с кунгурского века на территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна формировались лагунно-морские и лагунно-континентальные отложения. В конце верхнепермского времени море окончательно отступило, и морской бассейн нормальной солености сохранился лишь на северо-западе. Шло интенсивное разрушение Урала. Верхнепермские и более древние отложения подвергались размыву. На размывтой поверхности отлагались осадки нижнего триаса.

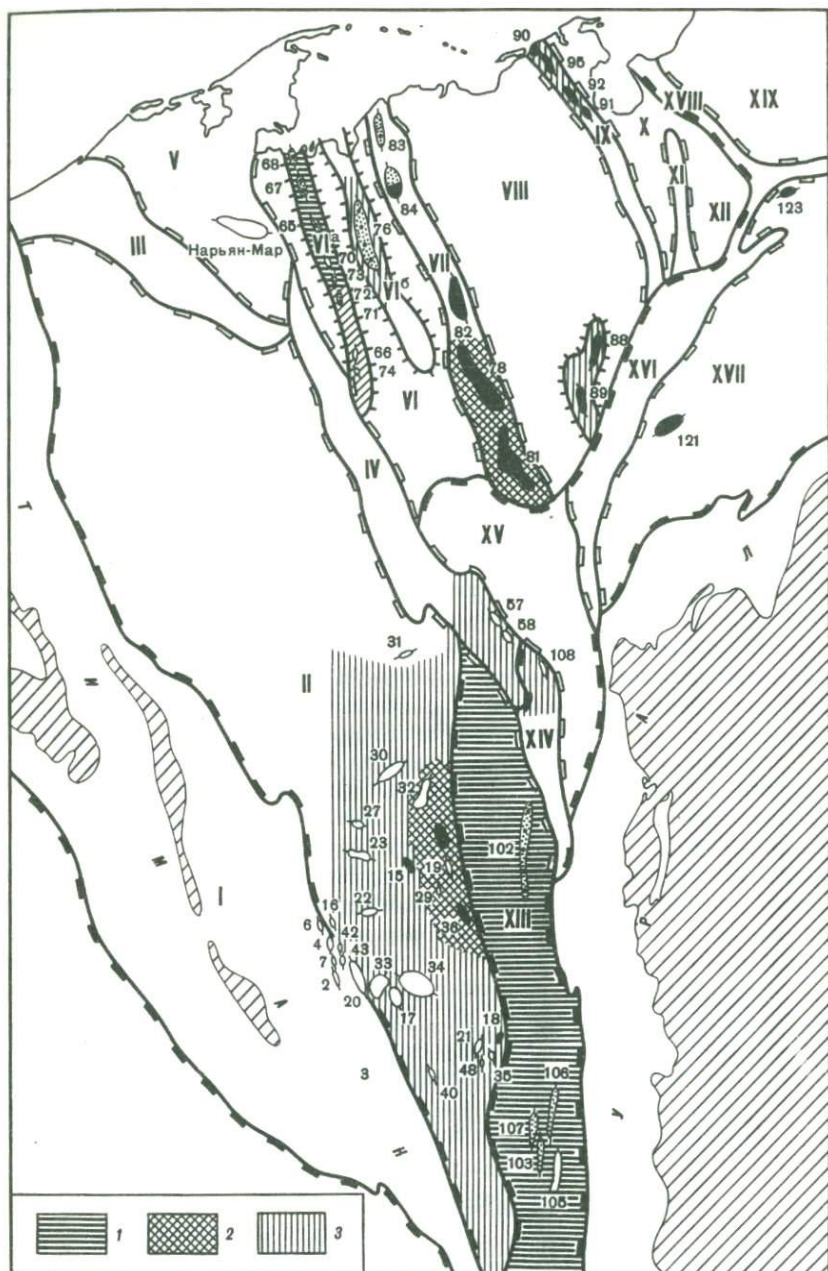


Рис. 6. Схематическая карта перепадов палеоминерализации (ППМ) и палеотемператур (ППТ) в подземных водах III гидрогеологического комплекса Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна

Перепады палеоминерализации и палеотемператур: 1 — максимальные, 2 — промежуточные, 3 — минимальные. Объяснения других условных знаков (6—11) см. на рис. 1

Аутигенные минералы в отложениях этого комплекса те же, что и в предыдущем. Небольшие количества гидроокислов железа и карбонатов свидетельствуют о влиянии инфильтрогенных вод, о смене восстановительной обстановки слабоокислительной.

К начальному этапу развития IV гидрогеологического комплекса наибольшие величины палеоминерализации по-прежнему наблюдались в южной части Хорейверской впадины (49—50 г/л). В других районах бассейна она была ниже (31—40 г/л).

V гидрогеологический комплекс

В среднетриасовое время на большей части территории господствовал режим озерных бассейнов, который к концу триаса сменился обстановкой мелкого моря. В нижне-среднеюрское время на всей территории бассейна установились континентальные условия. Во время келловейской трансгрессии пресные инфильтрогенные воды заменились морскими. С юрского периода и до аптского времени почти на всей площади бассейна господствовали морские условия. Самые высокие величины начальных палеоминерализаций вод характеризовали южные районы Хорейверской впадины (48—50 г/л).

Подземные воды нижнемелового — четвертичного возраста (VI гидрогеологический комплекс), находящиеся ныне в зоне активного водообмена, нами не рассматриваются.

На основании проведенного анализа можно сделать следующие выводы.

1. Воды I гидрогеологического комплекса формировались как в континентальной обстановке, так и в морской. При регрессии моря карбонатные породы, выведенные на поверхность, размывались с образованием карста; морские седиментогенные воды разбавлялись инфильтрогенными. Однако в течение всей истории развития гидрогеологического комплекса палеоминерализация вод повышалась. Это происходило потому, что при трансгрессии химический состав вод выше- и нижележащих отложений выравнивался. В результате накопления преимущественно терригенного материала в среднедевонское время воды I гидрогеологического комплекса оказались надежно изолированными от воздействия инфильтрогенных вод; следовательно, в нем установились условия, благоприятные для сохранения залежей.

Отложения северо-восточной части бассейна на протяжении всей истории развития находились в морских условиях. Следовательно, в этой части бассейна сохранение залежей обеспечивалось в течение всего времени развития рассматриваемого комплекса.

Надежным водоупором для вод I гидрогеологического комплекса стала глинистая кыновско-саргаевская толща. Обстановка для сохранения залежей УВ в этом комплексе была благоприятной.

2. Воды II гидрогеологического комплекса имеют смешанный состав. Практически региональным водоупором для этого комплекса становится сульфатная толща серпуховского возраста. Начиная с этого времени в этом комплексе существовали условия, благоприятные для сохранения залежей.

3. Воды III комплекса в основном тоже смешанные. Седиментогенные воды формировались лишь в самых северо-восточных районах бассейна. В южной части Верхнепечорской впадины накопилась соленосная толща, образовавшая надежный изолятор нижележащих отложений.

4. Верхнепермско-триасовые воды имеют смешанное происхождение. Седиментогенные воды накапливались только в северо-восточных районах.

ИЗМЕНЕНИЕ МИНЕРАЛИЗАЦИИ И АНИОННО-КАТИОННОГО СОСТАВА С ИЗМЕНЕНИЕМ ГЕОХРОНОБАТЫ

Описание изменения минерализации и компонентного состава дается по Шапкино-Юрьяхинскому, Лайскому, Колвинскому валам и Хорейверской впадине.

На графиках зависимостей химического состава подземных вод от геохронобаты, построенных для двух близко расположенных друг от друга валов, видно, что минерализация и содержание отдельных компонентов с увеличением геохронобаты также увеличиваются. Однако это происходит по-разному. Темп увеличения минерализации и изменения компонентного состава вод выше на Лайском валу, хотя сама величина минерализации все время выше на Шапкино-Юрьяхинском. Такое изменение минерализации и химического состава вод происходит только до определенного значения геохронобаты, равного 780¹. Далее состав вод обоих валов выравнивается. Увеличение минерализации и изменение компонентного состава продолжалось в течение верхнекарбонového, ниже-среднетриасового и ниже-верхнепермского времени. Литологический состав отложений, слагающих валы, очень близок, но по величинам мощностей комплексов валы все же отличаются друг от друга. Мощности отложений ниже-среднетриасового, ниже-верхнепермского и верхнекарбонového возраста на Лайском валу несколько выше (на ~200 м), чем на Шапкино-Юрьяхинском. Возможно, поэтому и темп увеличения минерализации выше тоже на Лайском валу. До наступления каменноугольной эпохи на Шапкино-Юрьяхинском валу за время перерыва в осадконакоплении произошло разбавление подземных вод пресными поверхностными водами. Об этом свидетельствует повышение содержания сульфатов и понижение степени метаморфизации вод в интервале геохронобаты 780. С этого же интервала с ростом геохронобаты начинается понижение величины минерализации на Колвинском валу, т. е. здесь наблюдается инверсия, очевидно тоже связанная с нижефранским размывом среднедевонских отложений. Воды с пониженной минерализацией так и остались запечатанными в линзах песчаников.

Примерно к этому же интервалу геохронобаты приурочено резкое повышение и минерализации, и сульфатности, а также понижение содержания магния в подземных водах Хорейверской впадины.

ПЕРЕПАДЫ ПАЛЕОМИНЕРАЛИЗАЦИЙ (ППМ) И ПАЛЕОТЕМПЕРАТУР (ППТ) И ИХ СВЯЗЬ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ

Как указывалось ранее [13], к зонам проявления различных величин ППМ и ППТ оказывались приуроченными залежи различного фазового состояния: к зонам с максимальными ППМ и ППТ — газоконденсатные, с минимальными — газовые и с промежуточными — нефтяные. Для каждого гидрогеологического комплекса существуют свои значения максимальных, минимальных и промежуточных величин. В качестве иллюстрации сказанного представлена карта перепадов палеоминерализаций и палеотемператур, составленная для III гидрогеологического комплекса, поэтому ниже дается более полное описание именно этого комплекса (рис. 6).

¹ Это соответствует во временном интервале карбону.

Особенности геологического развития Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, как установлено в процессе обобщения гидрохимических данных, нашли отражение в истории формирования минерализации и состава подземных вод осадочного чехла. В частности, для территорий с мио- и эвгеосинклинальным развитием значения ППМ и ППТ оказались несопоставимыми, что привело к необходимости раздельного анализа этих параметров в пределах каждого из рассматриваемых регионов.

В I гидрогеологическом комплексе в северной части территории в зону максимальных перепадов ППМ (59 г/л) попадает Василковская площадь, в зону минимальных перепадов — Среднемакарихинская, Салюкинская, Варандейская площади, в промежуточную зону — Юрьяхинская, Верхнегрубешорская, Лая-Вожская и площади южной части Хорейверской впадины. На Верхнегрубешорской площади, а также в южной части Хорейверской впадины открыты нефтяные залежи.

В южной части бассейна наибольшие значения ППМ (240 г/л) установлены в районе Верхнепечорской впадины. Несколько ниже они в Ижма-Печорской впадине и Мичаю-Пашинской антиклинальной зоне, в которых выявленные месторождения являются в основном нефтяными. Самые низкие ППМ связаны с Ухто-Ижемским валообразным поднятием. Открытые здесь месторождения — главным образом газовые.

На севере во II гидрогеологическом комплексе район максимальных ППМ охватывает Шапкинскую и Василковскую площади. Минимальные ППМ установлены на Лайском валу, в южной части Хорейверской впадины и на гряде Сорокина. О соответствии между ППМ и ППТ говорить трудно, так как промежуточные значения ППМ свойственны тем районам, где ППТ составляют 33—49 °С, а минимальные ППМ — тем, где ППТ равняются 33—35 °С.

Средние значения ППМ соответствуют Верхнегрубешорской и Юрьяхинской площадям. На Верхнегрубешорской площади выявлено нефтяное месторождение.

В южной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна наибольшие значения ППМ связаны с районом Верхнепечорской впадины, где обнаружено газоконденсатное месторождение.

В пределах Ижма-Печорской впадины и Мичаю-Пашинской антиклинальной зоны ППМ имеют средние значения. Месторождения, обнаруженные там, в основном нефтяные.

Самые низкие значения ППМ соответствуют территории Печоро-Кожвинского мегавала. Здесь открыты нефтяные месторождения и одно газовое.

В III гидрогеологическом комплексе на севере максимальные значения ППМ (37—42 г/л) и ППТ (35—45 °С) соответствуют району Шапкино-Юрьяхинского вала. Выявленные месторождения на этой структуре в основном газоконденсатные.

Промежуточные значения ППМ (23—29 г/л) и ППТ (26—41 °С) характеризуют площади южной части Шапкино-Юрьяхинского и Колвинского валов. Нефтяные залежи открыты на Южно-Шапкинской площади и в южной части Колвинского вала. На юге в зону максимальных ППМ (184 г/л) попадает Верхнепечорская впадина. Здесь имеются газоконденсатные и газовые месторождения. В зону промежуточных величин ППМ (108 г/л) входит Мичаю-Пашинская антиклинальная зона, в которой открыты нефтяные месторождения.

Зоне максимальных ППМ (93—97 г/л) соответствуют Ижма-Печорская

впадина и Печоро-Кожвинский мегавал. В Ижма-Печорской впадине открыто одно нефтяное месторождение.

В IV гидрогеологическом комплексе в северной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна установленные закономерности нарушаются. Все значения ППМ и ППТ имеют минимальные величины. ППМ изменяются от 1 до 22 г/л, а ППТ — от 7 до 28 °С. Большинство выявленных залежей этого комплекса — газовые. Но на валу Сорокина имеются нефтяные залежи, а на Лайском валу и Василковской площади — газоконденсатные.

В южной части бассейна в зону наибольшим ППМ попадает Печоро-Кожвинский мегавал, однако открытые здесь месторождения — газовые. Средние значения ППМ соответствуют Верхнепечорской впадине. Самые низкие ППМ характеризуют Ижма-Печорскую впадину и Мичаю-Пашнинскую антиклинальную зону. В Ижма-Печорской впадине имеются нефтяные месторождения.

Соответствие величин ППМ и ППТ фазовому состоянию залежей относится только к залежам, находящимся в первичном залегании. Несоответствие величин ППМ и ППТ фазовому состоянию обнаруженных залежей означает, что эти залежи находятся во вторичном залегании. Такой вывод согласуется с выводами о генезисе конденсатов в IV гидрогеологическом комплексе (см. главу 3).

Из сказанного вытекает ряд практических выводов.

1. В I гидрогеологическом комплексе можно считать перспективными на газоконденсат Василковскую площадь и район Верхнепечорской впадины. Юрьянская и Лаявожская площади, а также Ижма-Печорская впадина и Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, по данным палеогидрохимии, перспективны на нефть, а Ухта-Ижемский вал, Среднемакарихинская, Салюкинская, Варандейская и Торавейская площади — на газ.

2. Во II комплексе, на основании анализа изменений величин ППМ, выделены перспективные на газоконденсат Василковская и Шапкинская площади, а также районы Верхнепечорской впадины, на нефть — Юрьянская площадь, Ижма-Печорская впадина и Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, на газ — южная часть Хорейверской впадины и вал Сорокина, а также Печоро-Кожвинский мегавал.

3. В III комплексе в зону с максимальными перепадами попадает Шапкинская площадь и район Верхнепечорской впадины. Для этой зоны характерны газоконденсатные месторождения. Верхнегубешорская и Юрьянская площади, а также Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, которым соответствуют промежуточные ППМ, перспективны на нефть. В южной части Хорейверской впадины и на севере гряды Сорокина, в Ижма-Печорской впадине и Печоро-Кожвинском мегавалу возможны газовые залежи.

4. В IV комплексе все площади на севере, для которых рассчитывались ППМ и ППТ, попадают в зону минимальных их значений. Эта зона перспективна на газ.

В южной части перспективен на поиски залежей газоконденсата Печоро-Кожвинский мегавал, на нефть — Верхнепечорская впадина, на газ — Ижма-Печорская впадина и Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона.

Рассмотренные нами количественные показатели, используемые для прогноза перспектив нефтегазоносности, не являются универсальными, так как их величины зависят от ряда объективных факторов. К ним относится постоянство гидрогеологической закрытости и степень интенсивности тектонических движений в пределах отдельных крупных структурных элементов.

ГЛАВА 6

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

На территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна систематическая обработка и изучение гидродинамических данных начали проводиться с 1953 г. Б. Н. Любимировым. Позже вопросы динамики подземных вод и результаты исследования параметров водонапорной системы рассматривались в работах Ю. В. Николаева и Г. Ф. Мурановой [43], Г. П. Лысенина и Ю. И. Банникова (1972 г.), Г. П. Лысенина и Г. Ф. Мурановой [35], В. Н. Корценштейна (1972 г.), О. А. Солнцева (1971 г.), В. В. Ягодина (1975 г.). Наиболее крупные обобщения материалов по выявлению соотношений напоров вод разреза Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна и их влиянию на размещение залежей нефти и газа, а также по определению пространственного размещения областей питания и разгрузки подземных вод были выполнены В. А. Кротовой и Н. М. Невской [39—41].

В настоящей главе для вычисления приведенных напоров вод (Нпр) была использована методика расчета А. И. Силина-Бекчурина, при этом в расчеты вводились поправки на влияние температуры и давления. Для определения гидродинамических характеристик водонапорных комплексов были вычислены также пьезометрические градиенты по методике Б. В. Озолина.

При составлении гидродинамических схем по гидрогеологическим комплексам бассейна выявилась четкая связь между крупными гидродинамическими зонами и тектоническими элементами I порядка, а в их пределах — со структурными элементами низших порядков. Описание гидродинамических закономерностей ведется по тектоническим элементам I и II порядков.

I гидрогеологический комплекс

Областью создания напора для юго-западного обрамления Ижма-Печорской впадины был Тиман (рис. 7, см. вкл.). Инфильтрационные воды со стороны Тимана продвигаются по направлению к Ижемскому разлому, который частично экранирует их дальнейшее продвижение во внутренние части Ижма-Печорской впадины. Влияние инфильтрационных вод проявляется и в пределах Омра-Сойвинского поднятия. Приведенные напоры с запада на восток снижаются от отметок 357 и 258 м (Изкось-Гора, Седь-Йоль) до отметок 219 и 141 м (Верхняя и Нижняя Омра). Это в общем согласуется с утверждением Б. М. Любимова [36] о том, что «областью питания водоносного комплекса продуктивной части девона в пределах Омра-Сойвинской тектонической ступени является Тиманский кряж. Со стороны Тимана воды инфильтрационного происхождения проходят транзитом через толщу метаморфизованных сланцев, сильно нарушенную тектоническими трещинами, и попадают в продуктивную толщу терригенного девона» [с. 90].

В центральной части Ижма-Печорской впадины, которой в тектоническом плане соответствуют ступенчато погружающиеся на север Тэбук-Савиноборская и Лемью-Ирайольская структурные террасы, или ступени (что соответствует тектоническим элементам II порядка), выделяется зона с застойными условиями. Здесь повсеместно распространены воды хлор-кальциевого типа высокой минерализации, обладающие высокими значениями приведенных напоров. Территория Джебольского уступа характеризуется пониженными значениями Нпр по сравнению с центральной частью Ижма-Печорской впадины (137 м — на Северной Мылве, 156 м — на Джеболе).

Таким образом, на стыке инфильтрогенных вод, поступающих с Тимана, и застойных высокоминерализованных вод, распространенных в центральной части Печорской депрессии, создается своеобразный гидравлический барьер (в данном случае одновременно и литологический). Этот барьер способствует сохранению залежей УВ в литолого-стратиграфических ловушках, образованных выклиниванием среднедевонских терригенных отложений.

По мнению А. Я. Кремса и Б. Я. Вассермана [26], к которому присоединяемся и мы, значительная роль в формировании пластовых вод девонских отложений, особенно поддоманиковых, принадлежит седиментогенным водам самого бассейна, отжимавшимся в пласты-коллекторы в процессе уплотнения глинистых и глинисто-карбонатных осадков при их постепенном погружении и захоронении под толщей более молодых отложений.

Печоро-Кожвинский мегавал в современном структурном плане представляет область резкого погружения фундамента, ограниченную с запада и востока разломами. В течение всей геологической истории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна мегавал представлял чрезвычайно мобильную зону, разбитую разломами на отдельные блоки. Различная скорость погружения каждого из блоков фундамента обусловила значительные градиенты изменения мощностей отложений и резкое несопадение структурных планов по различным структурным подэтапам со смещением свода локальных структур III порядка на несколько километров. Все это наложило отпечаток на гидродинамические условия района и заставило в пределах довольно узкого (40—50 км) структурного элемента I порядка выделить зоны, гидродинамически изолированные друг от друга (рис. 7).

По I гидрогеологическому комплексу территория мегавала остается в гидродинамическом отношении малоизученной. Значения Нпр в районе Мутного Материка устанавливаются на отметках 150 м, на Лыжско-Кыртайольском валу — на отметках 174—178 м, на Печоро-Кожвинской структуре Нпр равны 148 м.

На севере Ижма-Печорской впадины гидростатические уровни понижаются к востоку от Тимана, составляя на Седухинской площади +90 м, а на площади Нарьян-Мар +58 м. По-видимому, здесь, так же как и на юге, происходит оттеснение высокоминерализованных седиментогенных вод пресными водами инфильтрогенного происхождения.

В пределах Денисовской впадины, южной части Колвинского мегавала и вала Сорокина в отложениях среднедевонского возраста гидростатические уровни установлены на отметках от +350 до +2050 м.

Таким образом, на территории Большеземельского бассейна в данном комплексе фиксируется зона развития АВПД. Вместе с тем АВПД достоверно установлено только на шести площадях. Сейчас нет уже сомнения в том, что консервантом АВПД в отложениях среднедевонского возраста

является глинистая толща кыновско-саргаевского возраста, мощность которой в западной части территории достигает 200—250 м. В западной части территории АВПД установлено на структурах Шапкино-Юрьяхинского и Лайского валов, а в восточной — на структурах вала Сорокина. Однако остается неопределенность в положении зоны АВПД в пределах слабозабуренной Хорейверской впадины. Здесь в центральной осевой зоне и в южной части впадины отложения средне- и нижнедевонского возраста отсутствуют, а кыновскосаргаевские отложения, в которых появляются прослои известняков, залегают на силурийских. Мощность кыновско-саргаевских отложений снижается до 20—50 м.

Данные об условиях бурения скважин на Хорейверской и Баганской площадях, сведения о геологической обстановке района, а также непосредственно установленные низкие значения гидростатических уровней в силурийских отложениях Среднемакарихинской площади ставят под сомнение вероятность формирования, а главное, сохранение АВПД в течение геологической истории в центральной и южной частях Хорейверской впадины. Наиболее вероятно существование зоны АВПД вдоль западного и восточного бортов Хорейверской впадины, где, по данным Атласа палеогеографических карт, в разрезе осадочного чехла присутствуют отложения среднедевонского возраста и одновременно возрастает мощность кыновскосаргаевских отложений.

Существование зоны АВПД служит на современном этапе геологического развития надежным барьером для перемещения УВ из нижних частей разреза в верхние горизонты. Однако, как известно, АВПД существует лишь в течение краткого срока геологической истории.

Учитывая сложность развития инверсионных структур северной части Тимано-Печорского бассейна, можно полагать, что вертикальная миграция флюидов из среднедевонских отложений могла происходить до возникновения зоны АВПД на его территории. Однако Н. М. Невская на основании анализа распределения гидростатических уровней в среднедевонских отложениях Усинского и Возейского месторождений приходит к иным выводам. Ею отмечается, что на фоне пьезомаксимума (Нпр достигает +1000 м) на отдельных участках структур существует пьезоминимум (Нпр +300 м). Пьезоминимумы приурочены либо к размытой поверхности песчаников, либо локализованы близ тектонических нарушений, по которым происходит вертикальная миграция флюидов. Этими же причинами, т. е. латеральной миграцией к зоне пьезоминимумов и последующей вертикальной миграцией, Н. М. Невская объясняет наклонное положение ВНК на указанных месторождениях. Иное мнение высказано по этому вопросу Б. Я. Вассерманом и Я. Б. Шафраном [11]. Наклонное положение ВНК они связывают с перестройкой структурного плана в предчетвертичное время.

Таким образом, данные, указывающие на возможность вертикальной миграции флюидов из зоны АВПД в верхние горизонты, могут интерпретироваться неоднозначно. Однако общая геологическая ситуация на территории бассейна делает маловероятным вертикальное перемещение флюидов из среднедевонских отложений на современном этапе его геологической истории.

II гидрогеологический комплекс

По отложениям комплекса имеется бедный фактический материал. На большинстве площадей южной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна напор вод II гидрогеологического комплекса превышает напор вод I комплекса. Такое превышение напора на отдельных площадях в вышележащем (II) комплексе над нижележащим (I) создает гидравлический барьер («покрышку», по Н. М. Невской, 1971 г.), усиливая экранирующие свойства разделяющего кыновско-саргаевского водоупора и препятствуя вертикальной миграции флюидов.

На структурах Джебольского уступа установлены повышенные значения Нпр (+267 на Южном Джеболе), высокая минерализация и метаморфизация пластовых вод, повышенные значения пластовых температур, что говорит о гидрогеологической закрытости этой части бассейна. Вероятно, это связано с тем, что коллектором здесь является мощная 500-метровая толща турнейских отложений, представленных в основном аргиллитами и аргиллитоподобными глинами лихвинского надгоризонта с отдельными линзами песчаников.

III + IV гидрогеологические комплексы

Инфильтрогенные воды рассматриваемых комплексов со стороны Тимана и Омра-Сойвинского поднятия продвигаются несколько дальше, чем во II водоносном комплексе, к центральным частям впадины и на юго-восток, к долине р. Печоры (рис. 8). Площадь Джьер уже находится в сфере действия инфильтрогенных вод. На Западном Тэбуке и других площадях центральной части Ижма-Печорской впадины, как и по нижележащим отложениям, фиксируется застойная зона минерализованных вод хлоркальциевого типа, которой отвечают высокие значения Нпр. Здесь намечаются местные пьезомаксимумы: в районе Велью-Савинобора (254 м на площади Велью, 265 м на площади Северный Савинобор) и Лемью-Ирайоля (255 м на площади Лемью). Повышение значений Нпр в районе Велью-Савинобора, возможно, связано с выклиниванием верхне- и среднекаменноугольных отложений. Сочетание гидравлического и литологического факторов способствует сохранению застойных условий во внутренних частях разреза (пьезометрический градиент отрицательный).

На структурах Троицко-Печорск, Джебол—Южный Джебол, территориально расположенных в долине р. Печоры, установлены пониженные значения Нпр (150 и 188 м), что согласуется с данными Н. М. Невской (1971 г.). Здесь можно предполагать скрытую разгрузку вод, которая начинает проявляться с нижнепермских отложений и приурочена к долине р. Печоры, руслу которой соответствует глубинный разлом древнего заложения. В эпоху неотектогенеза движение вод по этому разлому активизировалось, что и привело, видимо, к образованию пьезоминимума.

Территория Печоро-Кожвинского мегавала характеризуется по-прежнему резко дифференцированными гидродинамическими условиями. Район площади Каменка попадает в зону активного водообмена; здесь происходит инфильтрация пресных вод в обнажающиеся на поверхности породы комплекса. В то же время структуры Печорогородская, Печоро-Кожвинская и Южно-Лиственничная характеризуются напорами минерализованных вод хлоркальциевого типа, достигающими 137, 139 и 152 м. Положительный пьезометрический градиент на Печоро-Кожвинской и Южно-Лиственничной структурах свидетельствует о тенденции к восходящему перетоку из II водо-

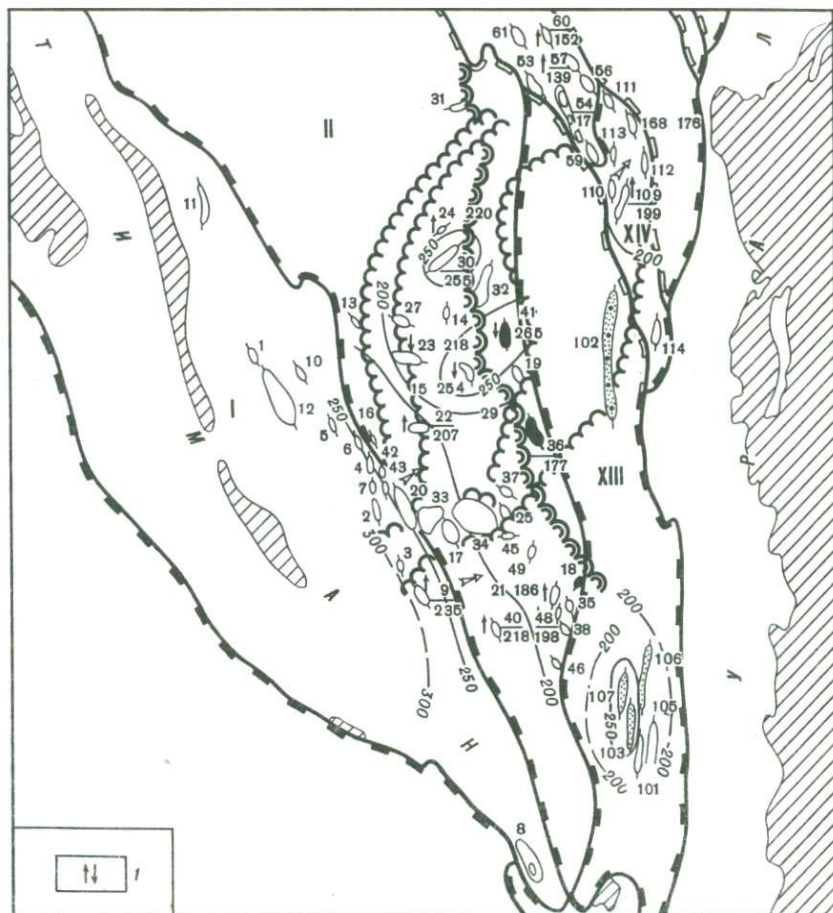


Рис. 8. Схематическая карта приведенных напоров вод III+IV гидрогеологических комплексов Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна

1 — положительное и отрицательное значения пьезометрического градиента. Объяснения других условных знаков (1—11) см. на рис. 1, (2—4) — см. на рис. 7

носного комплекса в вышележащие. Более высокие значения Нпр отмечены на Войском и Переборском валах с некоторым понижением от площади Воя (199 м) к площади Аранец (176 м). Положительный пьезометрический градиент на площади Воя также говорит о возможности сообщения с нижележащим водоносным комплексом.

Высокие значения Нпр установлены на структурах Верхнепечорской впадины: Вуктыл (238 м), Курья (292 м), Рассоха (277 м). Относительно близкие значения Нпр на этих структурах, близкая по разрезу высокая минерализация вод, высокие пластовые температуры, а также однородный состав вмещающих коллекторов позволяют высказать предположение о существовании здесь единого гидродинамического комплекса. Высокая гидродинамическая напряженность обеспечивается надежным водоупором мощностью до 300 м, которым являются породы кунгура, представленные сульфатно-

терригенными отложениями на Вуктыле и соленосными сульфатно-глинистыми отложениями мощностью около 200 м в южной части впадины. Наличие в этом районе такой застойной гидродинамически напряженной зоны не позволяет рассматривать Урал, где эти отложения выходят на поверхность как область питания столь глубокопогруженных горизонтов.

На территории Верхнепечорской впадины в рассматриваемых отложениях установлены высокие значения $R_{пл}$ ($R_{пл}/P_{уг} \approx 1,15 \div 1,2$). Некоторые исследователи [41] связывают формирование энергии подземных вод с неотектоническими движениями фундамента, которые, по их мнению, вызывают появление максимальных напоров подземных вод. Мощные же карбонатно-глинистые покрывки способствуют сохранению пластовой энергии.

Происхождение пониженных пластовых давлений ($R_{пл}/P_{уг} \approx 0,7 \div 0,8$) на Тиманских структурах в I водоносном комплексе можно объяснить растяжением пород и образованием в них трещин [33] вследствие положительных неотектонических движений территории, вызывающих снижение тектонических напряжений и перераспределение пластовой энергии.

Ввиду ограниченности фактического материала по III + IV гидрогеологическим комплексам северных районов Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна нами были дополнительно использованы материалы Н. М. Невской (1972—1977 гг.). По ее данным, на схеме пьезометрической поверхности для каменноугольно-нижнепермских отложений снижение гидростатических уровней происходит в северном направлении к Баренцеву морю, которое, по ее мнению, представляло региональную дрену, а также от гряд Печорской и Чернышева, являющихся областями питания, к местным базисам разгрузки, которыми служат долины рек и зоны тектонических нарушений. Снижение отметок пьезометрической поверхности происходит в северном направлении от +93,2 м (скв. 16 Уса) до +30 м (скв. 3 Шапкино). На Шапкинском месторождении в нижнепермско-карбонных отложениях, по Н. М. Невской, наблюдается пьезомиимум и наклонный ВНК, что обусловлено перемещением подошвенных вод. Этот пьезомиимум сохраняется и в верхнепермско-триасовых отложениях, свидетельствуя о вертикальном перетоке одновременно из обоих комплексов в вышележащие отложения, а возможно, и на поверхность.

Если в каменноугольно-нижнепермских отложениях (по данным Н. М. Невской) преобладает еще вертикальное движение пластовых вод, то для верхнепермских и особенно для нижнетриасовых отложений основной вид движений — латеральное перемещение вод.

Данные о распределении напоров в IV гидрогеологическом комплексе в северных районах бассейна относятся в основном к Шапкино-Юрьянскому валу и Колвинскому мегавалу. Для этих валов характерна общая закономерность в распределении напоров, которые снижаются от центральных частей валов в северном и южном направлениях. Например, на Шапкино-Юрьянском валу максимальные напоры ($H_{пр} = 134$ м) установлены на Шапкинском площади. Они снижаются к северу и югу до +65—+76 м.

На основании изучения теплового поля С. И. Сергиенко (см. главу 8) пришел к выводу о том, что наиболее вероятное движение вод происходит из погруженных участков, находящихся в пределах акватории, на юг, в сторону валов Шапкино-Юрьянского, Лайского и Колвинского. Однако на эту региональную закономерность накладывается процесс поступления вод, отжимаемых из уплотняющихся глинистых осадков пермотриаса, причем интенсивность поступления отжатых вод контролируется различиями в мощ-

ности этих отложений, достигающей 1300 м в центральной части валов и снижающейся до 600 м в их южной части (на севере мощность составляет 1100 м). Максимальные напоры вод приурочены к зоне максимальных мощностей пермотриасовой толщи. Нестационарность гидродинамической системы IV комплекса указывает на то, что процессы отжатия вод из пермотриасовых отложений начались сравнительно недавно и еще не завершились.

В пределах остальных структурных элементов северной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна напоры вод IV гидрогеологического комплекса близки гидростатическим или немного выше.

V гидрогеологический комплекс

По данным Н. М. Невской, распределение напоров в верхнетриасовом — нижнеюрском водоносном комплексе типично для открытой природной водонапорной системы. Максимальные отметки Нпр установлены в областях близкого залегания комплекса к поверхности и в местах выхода его на поверхность (Печоро-Кожвинский мегавал, гряда Чернышева, склон Тимана). Определяющий вид движения — латеральный. Зонами разгрузки служат долины рек Печоры, Ижмы, Адзвы, Кожвы и других, что устанавливается по снижению пьезометрической поверхности к их долинам. Региональная область разгрузки — Баренцево море, что следует из закономерного, по Н. М. Невской, снижения отметок пьезометрической поверхности к морю.

В настоящее время существуют две точки зрения на определение пространственного положения области разгрузки. Ряд исследователей [28—30] считают Баренцево море региональной областью стока подземных вод. Другие гидрогеологи (Б. Н. Любомиров, Ю. В. Николаев, Г. Ф. Муранова и др.) не согласились с этим утверждением и отметили, что отчетливо выраженной области разгрузки подземных вод нигде не установлено. По их мнению, вероятнее всего имеют место межпластовые перетоки через многочисленные дизъюнктивные нарушения в вышележащие горизонты.

Следует иметь в виду, что данных о напорах вод V гидрогеологического комплекса по северным районам очень немного и в основном они относятся к Шапкино-Юрьяхинскому и Лайскому валам. Пьезометрическая поверхность на валах слабо наклонена к северу. В северной части вала Сорокина (Варандейская площадь) установлены отрицательные величины приведенных напоров ($H_{пр} = -187$). Их формирование С. И. Сергиенко [47] объясняет развитием толщи многолетнемерзлых пород (см. главу 7). Такие же АНПД, по его мнению, могут быть встречены в северной части Хорейверской впадины, на валу Сорокина и в пределах Коротайхинской впадины.

Таким образом, на основании изучения современных гидродинамических условий I—V гидрогеологических комплексов Тимано-Печорского бассейна можно сделать выводы.

1. Гидродинамическая обстановка рассматриваемой территории отличается сложностью и разнообразием условий в различных частях разреза и контролируется в первую очередь геолого-структурными факторами. Проявляется четкая дифференцированная связь с тектоникой. Гетерогенное строение фундамента обуславливает индивидуальные гидродинамические особенности не только каждого структурного элемента I порядка, но и структурных элементов II и III порядков.

2. Гидродинамическая обстановка контролируется также литолого-фашиальными особенностями разреза:

а) наличием выдержанного по площади кыновско-саргаевского водопора, который обеспечивает изолированность первого гидрогеологического комплекса от второго на большей части бассейна;

б) резкой фашиальной изменчивостью отложений, слагающих разрез, наличием зон выклинивания, которые способствуют созданию сложных литолого-гидравлических барьеров. Вблизи таких барьеров в зонах выклинивания напоры вод существенно повышаются.

3. Областью создания напора по всем комплексам является Тиман. Наиболее четко напор вод со стороны Тимана проявляется в I водоносном комплексе. Продвижение инфильтрогенных вод с Тимана ограничено, однако, областью застойных условий во внутренней части Ижма-Печорской впадины. Сохранению застойных условий в этой зоне способствует экранирующее действие системы крупных флексурно-разрывных нарушений, отделяющих Верхнепечорскую впадину от платформенной части бассейна. Влияние напора седиментогенных вод со стороны Верхнепечорской впадины на прилегающие участки платформы можно расценивать лишь как «подпирающее», но не оказывающее активного гидродинамического воздействия. Западный склон Урала начинает проявлять себя как область создания напора только с верхнепермского времени, усиливая свое влияние вверх по разрезу.

Для водоносных комплексов, имеющих активную связь с дневной поверхностью, области питания располагаются в местах выхода пород на поверхность (например, для нижнепермско-юрских и верхнепермских водоносных горизонтов — на склонах Тимана, гряд Чернышева и Чернова, на Омра-Сойвинском поднятии), что фиксируется высокими отметками напоров и снижением их к долинам рек.

Выявленные участки скрытой разгрузки приурочены к долине р. Печоры. Ее руслу соответствует разлом древнего заложения, по которому движение пластовых вод в эпоху неотектогенеза активизировалось. Зонами разгрузки служат также долины рек Ижмы, Адзвы, Кожвы и других, что устанавливается по снижению в направлении к ним пьезометрической поверхности.

4. Рассчитанные пьезометрические градиенты (по В. Б. Озолину) показали следующие региональные соотношения напорных вод различных комплексов для южной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна:

а) изолированность I гидрогеологического комплекса от II практически на всей рассматриваемой территории, за исключением южных Тиманских структур, площади Пашня и Печоро-Кожвинской структуры;

б) низкую степень сообщаемости II гидрогеологического комплекса с III + IV комплексами на территории Тэбук-Савиноборской ступени; сообщаемость II гидрогеологического комплекса с III + IV на Лемью-Ирайольской ступени, в пределах Верхнепечорской впадины, на Войском и Переборском валах, на площади Аранец; сообщаемость III с IV гидрогеологическим комплексом на Джебольском уступе.

5. Формированию скоплений УВ способствует появление на пути латерального и вертикального движения вод литолого-гидравлических барьеров, о которых говорилось выше:

а) литолого-гидравлического барьера, прослеживаемого по I комплексу вдоль юго-западного обрамления Ижма-Печорской впадины на пути латерального движения вод. Такой барьер способствовал, с одной стороны, сохранению залежей УВ в литолого-стратиграфических ловушках юго-вос-

точных структур Тимана, с другой — сохранности застойных условий во внутренних частях Ижма-Печорской впадины;

б) литолого-гидравлического барьера, обусловленного превышением напоров во II гидрогеологическом комплексе над напорами в I, усиленного экранирующими свойствами кыновско-саргаевского водоупора;

в) литолого-гидравлического барьера на участке Велью—Савинобор, образованного выклиниванием верхне- и среднекаменноугольных отложений.

По гидродинамическим данным перспективны для поисков залежей УВ внутренние районы Ижма-Печорской впадины:

а) Тэбук-Савиноборская и Лемью-Ирайольская ступени, где застойные явления сохраняются от I до V комплексов;

б) район Джебольского уступа по I и II комплексам;

в) территория Верхнепечорской впадины с I по IV комплекс.

Для оценки перспектив северной части бассейна данных о современных гидродинамических условиях пока недостаточно.

ГЛАВА 7

СОВРЕМЕННЫЕ ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ИОННО-СОЛЕВОЙ СОСТАВ

Разработке отдельных вопросов гидрохимии палеозойских и мезозойских отложений Тимано-Печорского бассейна посвящены исследования многих авторов. Наименее освещены следующие вопросы: соотношение областей инфильтрации и создания напора, наличие и степень интенсивности гидравлической связи между отдельными комплексами, причины возникновения вертикальной и горизонтальной гидродинамической зональности и на этой основе районирование территории с последующей прогнозной оценкой отдельных ее районов, гидрохимические условия сохранения залежей УВ. Эти вопросы в основном и стали предметом нашего изучения.

I гидрогеологический комплекс

В состав комплекса мы условно включаем воды отложений протерозойского, кембрий-ордовикского и силурийского возраста, по которым имеется мало фактического материала, гидравлически связанных с пластовыми водами девонских терригенных отложений и близких к ним по составу.

Для комплекса характерно распространение высокоминерализованных и метаморфизованных вод хлоркальциевого типа, в целом незначительно обогащенных сульфатами (рис. 9 см. вкл.). Характер изомин достаточно убедительно свидетельствует о возрастании застойности пластовых вод в направлении от Тимана (являющегося и по гидродинамическим данным областью создания напора) в сторону Ижма-Печорской впадины. В непосредственной близости от выходов комплекса на поверхность сохраняется принадлежность вод к хлоркальциевому типу, хотя они не очень высоко минерализованы и метаморфизованы (Верхняя Чуть, Ярега: минерализация вод 43—46 г/л, $Na/Cl = 0,76 \div 0,78$; $(Cl-Na)/Mg \approx 3$, т. е. продвижение инфильтрованных вод с Тимана на восток невелико. Оно лимитируется серией наруше-

ний, ограничивающих выходы отложений комплекса на дневную поверхность. На относительно коротком расстоянии воды с минерализацией около 40 г/л сменяются водами со значительно большей минерализацией, до 160 г/л в районе Ижемского разлома; параллельно возрастает и степень метаморфизации вод ($Na/Cl = 0,64 \div 0,68$; $(Cl-Na)/Mg = 3 \div 4,5$). Далее на восток, уже в пределах западной части Ижма-Печорской впадины (к сожалению, фактически материал охарактеризована лишь ее южная половина), отмечается дальнейшее возрастание минерализации и метаморфизации вод. Изомина со значением 220 г/л проходит западнее месторождений Западный Тэбук, Джьер, далее огибает с востока структуры Омра-Сойвинского выступа. К юго-востоку от него, в направлении к Джебольской ступени наблюдается увеличение застойности вод: при высоких значениях минерализации (до 235 г/л) пластовые воды характеризуются наивысшей для данного комплекса степенью метаморфизации — $Na/Cl = 0,54-0,59$; $(Cl-Na)/Mg = 5-7$. Такое различие в гидрогеологических условиях Омра-Сойвинского выступа и Джебольской ступени определяется, во-первых, серией нарушений, ограничивающих выступ со всех сторон, а также резким погружением отложений комплекса (с амплитудой до 1000 м) в пределах Джебольской ступени относительно структур Омра-Сойвинского выступа. В вышележащем II комплексе это различие двух рядом расположенных участков проявляется еще резче.

В северном направлении, в пределах Тэбук-Савиноборской ступени, к востоку от изомины со значением 220 г/л, располагается область с близкими значениями минерализации (223—238 г/л) и метаморфизации ($Na/Cl = 0,61 \div 0,69$; $(Cl-Na)/Mg = 4 \div 5$) практически бессульфатных ($SO_4/Cl \cdot 100 = 0,2$) вод, отражающими в целом более застойные условия восточной половины Ижма-Печорской впадины по сравнению с западной (характеризуемой и большей гидродинамической активностью). Такое разделение впадины по гидрогеологическим показателям на западную и восточную части не случайно. На их границе происходит, во-первых, резкое ухудшение коллекторских свойств песчаников среднего девона в восточном направлении, во-вторых, в том же направлении отмечается общее увеличение мощности и глинистости разреза, проходит серия тектонических нарушений.

Еще далее к северу, в пределах Лемью-Ирайольской ступени, минерализация вод возрастает (до 232—283 г/л), причем характер ее изменения отражает блоковое строение фундамента, погружающегося также в северном направлении.

В северо-западной части бассейна намечается та же тенденция к возрастанию застойности пластовых вод от Тимана к востоку. Так, если для Седухинского выступа характерны воды хлоркальциевого типа относительно невысокой минерализации (99 г/л), обогащенные сульфатами ($SO_4/Cl \times 100 = 1,2$), то на сравнительно небольшом расстоянии (структуры Нарьян-Марская, Среднешапкинская) минерализация вод уже превышает значения 200 г/л. Параллельно резко снижается сульфатность вод ($SO_4/Cl \times 100 = 0,14 \div 0,18$), значения коэффициентов метаморфизации варьируют в широких пределах ($Na/Cl = 0,63 \div 0,78$; $(Cl-Na)/Mg = 2,5 \div 5,5$) Близкие к этим гидрхимические условия характерны также и для структур Денисовской впадины и северной части Колвинского вала. Отсюда происходит снижение минерализации (до 85—103 г/л) и степени метаморфизации вод ($Na/Cl = 0,78 \div 0,82$) в юго-восточном направлении, к структурам Уса и Возей. Причиной пониженных величин минерализации, вероятно, служит

длительный размыв среднедевонских отложений в позднеживетское и раннепермское время на значительной территории юга Колвинского вала, что подтверждается широким развитием в этом районе палеокарста.

В пределах Печоро-Кожвинского мегавала распространены воды высокой минерализации ($194-234$ г/л) и метаморфизации ($Na/Cl = 0,64 \div 0,71$, $(Cl-Na)/Mg = 5,0 \div 5,7$), практически бессульфатные ($SO_4/Cl \cdot 100 = 0,15$), отражающие застойные гидрогеологические условия недр этого структурного элемента.

Таким образом, на большей части бассейна отложения рассматриваемого комплекса находятся в обстановке практически застойного режима. На характер распространения вод различного состава, как было показано выше, оказывает влияние местоположение области питания и напора (Тимана), существование значительных перерывов в осадконакоплении, гипсометрическое положение водоносных комплексов, тектонический и литологический факторы, проявляющиеся по-разному на отдельных участках бассейна.

II гидрогеологический комплекс

Пластовые воды комплекса по сравнению с нижележащим, отделенным, регионально выдержанным мощным глинистым кыновско-саргаевским водопором, отличаются более низкими значениями минерализации и метаморфизации, но сульфатность вод в целом выше, что связано с появлением в отложениях прослоев гипсов и ангидритов.

Так же как и для I комплекса, гидрохимические условия западной и восточной частей Ижма-Печорской впадины различны, что обусловлено все возрастающим влиянием Тимана, как области инфильтрации, на воды, залегающие все выше по разрезу. Это находит отражение также в характере гидроизотерм, микрокомпонентном составе и в газовой составляющей подземных вод.

Наибольшей закрытостью в пределах II комплекса характеризуется разрез Джебольской ступени — минерализация вод достигает 253 г/л; $Na/Cl = 0,65$; $(Cl-Na)/Mg = 3,5$; $SO_4/Cl \cdot 100 = 0,13$; значения коэффициента закрытости M . А. Гатальского очень высоки ($M/N \cdot 100$ до 19), отличающийся повышенной мощностью и глинистостью нижнекаменноугольного разреза [23].

В пределах Верхнепечорской впадины распространены воды высокой минерализации ($241-245$ г/л), сопоставимой с минерализацией вод в пределах Джебольской ступени, но значительно отличающиеся более низкой степенью метаморфизации ($Na/Cl = 0,85 \pm 0,99$) и повышенной сульфатностью ($SO_4/Cl \cdot 100 = 1$), что связано с выщелачиванием соляно-гипсово-ангидритовой толщи. Это дало нам основание отнести воды Верхнепечорской впадины Джебольской ступени к различным гидрогеологическим районам.

Специфические условия характерны для верхнедевонско-нижнекаменноугольного комплекса Печоро-Кожвинского мегавала. В его пределах выделяются несколько гидравлически разобщенных участков, соответствующих отдельным кулисообразным валам, осложненным разрывными нарушениями. Было установлено, что на характер гидрохимической зональности оказывает влияние ряд факторов: выход в сводах ряда структур Лыжско-Кыртайольского вала на поверхность отложений комплекса и связанное с этим влияние инфильтрованных вод, смешивание этих вод с седиментогенными водами

вмещающих отложений и как результат — появление вод хлормagneвиевого типа резко пониженной минерализации (~ 2 г/л), значительно обогащенных сульфатами ($SO_4/Cl \cdot 100 = 17 \div 25$). В центральной (Мутноматериковый вал) и южной (Среднепечорское поперечное поднятие) частях мегавала установлены подтоки высокоминерализованных (108—157 г/л) вод из нижележащих отложений по многочисленным дизъюнктивным нарушениям, определившим гидравлическую сообщаемость всего разреза вплоть до верхнепермских отложений, подтвержденную и гидродинамическими данными.

Иные условия характерны для структур Печорогородской ступени, где во II комплексе распространены высокоминерализованные воды (123—142 г/л) более высокой степени метаморфизации, чем в предыдущем районе, менее обогащенные сульфатами, отличные от вод как нижележащего, так и вышележащего комплексов.

Таким образом, в пределах Печоро-Кожвинского мегавала достаточно четко проявляется мозаичный характер распределения по площади вод различного облика, определяемый блоковым строением фундамента, значительной нарушенностью осадочного чехла, выходами на поверхность отложений комплекса. Такое сложное сочетание поверхностных и глубинных факторов в каждом отдельном гидравлически изолированном блоке в конечном счете привело к существованию в пределах Печоро-Кожвинского мегавала (гидрогеологического района I порядка) ряда гидрогеологических районов II порядка: а) северо-западного, б) Печорогородской ступени, в) Лыжско-Кыртаюльского вала, г) Среднепечорского поперечного поднятия.

В северной половине бассейна конфигурация изомин в общих чертах близка к изоминам вод описанного выше комплекса отложений, что свидетельствует о близких гидрохимических условиях обоих комплексов.

Максимальной застойностью вод ($M/H \cdot 100 = 7 \div 14$) характеризуются также районы Малоземельской моноклинали и Денисовской впадины (минерализация вод составляет 180—200 г/л), откуда в юго-восточном направлении происходит снижение минерализации вод до величин ≈ 100 г/л.

В районе гряды Сорокина, где отложения комплекса залегают гипсометрически выше, вскрыты воды с относительно невысокими значениями минерализации (100—127 г/л) и метаморфизации ($NaCl = 0,72 \div 0,75$; $(Cl-Na)/Mg = 2,4 \div 3$), отличающиеся высокой сульфатностью ($SO_4/Cl \cdot 100 =$ до 3). Этот район выделяется в самостоятельный гидрогеологический район. Такое различие в гидрохимической характеристике рассмотренных выше районов объясняется тем, что в северо-восточной части бассейна фундамент более молодой, более мобильный [18]. Его характеризуют меньшие глубины залегания одновозрастных отложений, более низкие величины пластовых температур [41] по сравнению с северо-западной погруженной частью бассейна.

III гидрогеологический комплекс

Для западной части бассейна характерно отмечаемое для всех комплексов возрастание степени гидрогеологической закрытости от Тимана в восточном направлении, причем в пределах Омра-Сойвинского выступа в данном комплексе распространены пресные инфильтрационные воды сульфатно-натриевого типа (рис. 10 см. вкл.). Таким образом, от комплекса к комплексу в пределах древнего бассейна, заполненного высокоминерализованными водами хлоркальциевого типа, прослеживается усиление влияния инфильтрационных вод,

не проникающих далеко внутрь бассейна, но постепенно оттесняющих седиментагенные воды. Такой режим, по классификации Е. А. Барс, называется реинфильтрационным.

Отметим, что Е. А. Барс и С. Н. Титкова [7] выделили четыре типа областей создания напора в зависимости от их проявления в качестве областей питания.

Северо-восточная часть Ижма-Печорской впадины охарактеризована распространением вод хлоркальциевого типа с минерализацией 38—93 г/л, причем гидрогеологическая закрытость возрастает в северо-восточном направлении (от Тэбук-Савиноборской к Лемью-Ирайольской ступени) по мере погружения и увеличения мощности отложений комплекса (за счет нижнепермских отложений).

Водоносные пласты Верхнепечорской впадины, близкие по минерализации и составу вод по всему разрезу от верхнедевонских до верхнепермских отложений, гидравлически связаны между собой, что фиксируется величинами минерализации, степенью метаморфизации, сульфатностью, величиной пластовых давлений и температур.

В пределах структур Печоро-Кожвинского мегавала распространены воды различной минерализации (22—120 г/л), однако более низкой, чем в предыдущем комплексе.

Анализы вод по Сыньинской структуре свидетельствуют о распространении в пределах Большесыньинской впадины вод хлоркальциевого типа высокой минерализации (180 г/л) и метаморфизации ($Na/Cl = 0,79$; $(Cl-Na)/Mg = 5,5$) и низкой сульфатности ($SO_4/Cl \cdot 100 = 0,37$). Эти воды значительно отличаются от вод Печоро-Кожвинского мегавала и, вероятно, не сообщаются друг с другом. Вообще гидрогеологическая разобщенность и изолированность отдельных крупных структурных элементов бассейна, которая была отмечена нами по нижележащим комплексам, в III гидрогеологическом комплексе стала проявляться еще более четко. Принимая во внимание сложный характер строения Тимано-Печорского бассейна, мы не считаем правомерным проведение изолиний, секущих все крупные структурные элементы во всех гидрогеологических комплексах, как это делалось предшествующими исследователями.

Район Денисовской впадины и северной части Колвинского вала характеризуется близким характером распределения изомин, с тем отличием от нижележащих комплексов, что в отложениях комплекса в северном направлении прослеживается снижение минерализации, степени метаморфизации и обогащение вод сульфатами (минерализация изменяется от 140—150 г/л до 67—93 г/л; Na/Cl — от 0,75—0,77 до 0,82—0,84; $SO_4/Cl \cdot 100$ — от 1 до 2—5). Эта тенденция сохраняется и в вышележащем, IV комплексе. Такой характер распределения изомин соответствует распределению геоизотерм и, скорее всего, обязан отжиму сравнительно мало минерализованных вод в процессе уплотнения глинистых толщ, захороненных под акваторией Печорского моря, что не противоречит и палеогеодинамическим построениям.

Пластовые воды Хорейверской и Косью-Роговской впадин близки по составу: минерализация их изменяется в пределах 91—157 г/л, метаморфизация вод относительно невелика ($Na/Cl = 0,70 \div 0,97$; $(Cl-Na)/Mg = 1,8 \div 3,5$), коэффициент закрытости составляет 3,6—6. Региональной закономерностью для этих двух структурных элементов является четкое возрастание степени гидрогеологической закрытости с параллельным увеличением минерализации вод по мере погружения отложений комплекса.

Для района гряды Сорокина характерен мозаичный характер распространения вод, отражающий блоковое строение фундамента района, минерализация вод изменяется от 75 до 95 г/л, они обогащены сульфатами ($SO_4/Cl \cdot 100 = 1,8 \div 3,3$).

IV гидрогеологический комплекс

Комплекс гидрогеологически более раскрытый, чем предыдущий. В его пределах пресные воды занимают не только западную, но и юго-восточную часть Ижма-Печорской впадины, а также Верхнепечорскую впадину, где отложения комплекса промываются инфильтрационными водами с Урала. Лишь на отдельных участках, приуроченных к долине р. Печоры, осуществляется, вероятно, подток минерализованных вод снизу. В пределах этих участков встречены как пресные, так и разнотипные воды с минерализацией 20—30 г/л (Курья, Патраковка).

Застойные условия сохраняются в границах Печоро-Кожвинского мегавала, где отложения верхнепермско-триасового возраста представлены мощной толщей в основном глинистых пород, и в северо-восточной части Ижма-Печорской впадины, где застойность комплекса обеспечена мощной толщей переслаивания глин и песчаников верхнепермско-юрского возраста.

Минерализация вод этих отложений достигает 77 г/л при высокой степени их метаморфизации (Na/Cl до 0,65; $(Cl-Na)/Mg = 3 \div 4$); сульфатность вод по сравнению с нижележащими отложениями повышается.

В северо-западной части бассейна, примыкающей к области инфильтрации, распространены маломинерализованные воды (3—17 г/л) хлоркальциевого типа, обогащенные сульфатами ($SO_4/Cl \cdot 100 =$ до 3). Для остальной территории северной половины бассейна характерны пластовые воды относительно близкого состава. Тип вод хлоркальциевый, минерализация их изменяется в небольших пределах — 60—80 г/л, снижаясь до 40 г/л в северной части Колвинского вала; воды малосульфатны ($SO_4/Cl \cdot 100 < 1$). Степень метаморфизации вод относительно высока ($Na/Cl < 0,7$). В целом для терригенных отложений пермского и триасового возраста Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, в случае нахождения их в условиях затрудненного водообмена, характерно возрастание степени метаморфизации вод ($Na/Cl < 0,7$) по сравнению с метаморфизацией вод нижележащих карбонатных отложений верхнедевонского и каменноугольного возраста. Эти значения сопоставимы со значениями степени метаморфизации вод среднедевонских отложений. Следовательно, в терригенных отложениях, несмотря на значительные различия в минерализации вод, процесс метаморфизации (вероятно, за счет катионного обмена) идет значительно интенсивнее, чем в карбонатных отложениях.

V гидрогеологический комплекс

Водоносный комплекс в гидрогеологическом отношении изучен слабо, распространен в основном в северной части бассейна. Имеющиеся немногочисленные данные свидетельствуют о распространении вод незначительной минерализации (до 28 г/л); тип вод, однако, в большинстве случаев хлоркальциевый. На юге Колвинского вала, где отсутствует верхний региональный (верхнеюрский) глинистый водоупор и происходит инфильтрация поверхностных вод, распространены пресные воды гидрокарбонатнонатриевого типа.

Отмечено возрастание степени гидрогеологической закрытости недр от структуры Нарьян-Мар в восточном направлении, параллельно происходит увеличение минерализации и степени метаморфизации вод (от 6—8 до 28 г/л; Na/Cl — от 0,9—0,92 до 0,68; (Cl—Na)/Mg — от 2—3 до 6); сульфатность вод относительно невысокая ($SO_4/Cl \cdot 100 = 0,2 \div 1,2$); коэффициент закрытости низкий (1,6—2,6).

На большей части Тимано-Печорского бассейна V комплекс гидравлически изолирован от выше- и нижележащих гидрогеологических комплексов. Отметим, основываясь на вышеприведенном материале, что влияние Тимана как области инфильтрации и создания напора в северной половине бассейна ощущается лишь на ограниченной территории, непосредственно примыкающей к его горному сооружению.

Основная часть северной половины бассейна (особенно четко это прослеживается для верхних комплексов — IV и V) характеризуется однообразием гидрохимических обстановок, свидетельствующих об условиях относительно затрудненного водообмена. Эти различия северной и южной частей бассейна сказываются, что особенно для нас важно, на характере размещения скопленных УВ различного состава. Так, на юге бассейна влияние Тимана, как области инфильтрации и создания напора, проявляется в смещении залежей УВ в глубь бассейна в восточном и северо-восточном направлениях, причем в отложениях, залегающих все выше по разрезу, оно усиливается. Для северной половины такое влияние проследить не удастся, так как залежи УВ в районе, примыкающем к Тиману, вообще отсутствуют. Отсутствие их в северо-западной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна объясняется рядом геолого-геохимических факторов: молодым возрастом формирования ловушек, низкими стадиями преобразования РОВ пород (Анищенко, 1976, 1978 гг.). К востоку от Шапкино-Юрьяхинского вала до гряды Сорочкина влияние Тимана, как области инфильтрации, в продуктивной части разреза не проявляется. Можно предположить, что если в южной части бассейна на современном этапе значительную роль в формировании и переформировании залежей УВ играют процессы латеральной миграции, то в северной, более мобильной, существенное влияние на это формирование оказали вертикальные перемещения флюидов.

В связи со сказанным уместно остановиться на одном важном вопросе, на который мы неоднократно обращали внимание ранее [7, 13, 14]. В пределах Тимано-Печорского бассейна отчетливо проявляется двоякая роль разрывных нарушений в установлении гидрогеологической зональности: экранирующая и проводящая. Экранами являются региональные разломы древнего заложения: Ижемский, Припечорская система разломов и другие, отделяющие гидрогеологические районы I порядка, а также разломы, ограничивающие отдельные блоки фундамента (гидрогеологические районы II порядка). Проводящие разломы обеспечивают гидравлическую связь отдельных гидрогеологических комплексов на Курьинской группе структур, Мутном Материке, Среднепечорском поперечном поднятии и др. Они проявляются в основном на участках активной неотектонической деятельности, и их «проводящая» роль доказывается появлением вод переходного хлормagneвского типа, возникающего при смешении вод нижних и верхних комплексов. При этом в ряде случаев (Среднепечорское поперечное поднятие, Мутный Материк и др.) разгрузка вод осуществляется до поверхности, что препятствует проникновению поверхностных вод в глубь этих структур.

При описании гидрогеологических комплексов особое внимание мы уделили вопросу гидрохимического районирования, основываясь на различиях в характере сообщаемости отдельных гидрогеологических комплексов между собой и с зоной свободного водообмена — в пределах отдельных структурных элементов, учитывая гидрогеологические особенности каждой из их частей: Ухто-Ижемский вал — первый гидрогеологический район; второй район, Ижма-Печорская впадина, подразделяется на четыре района второго порядка: Омра-Сойвинский выступ, Джеболская ступень, Тэбук-Савиноборская и Лемью-Ирайольская ступени. Третий район объединяет северо-западную часть бассейна от Тимана на западе до Шапкино-Юрьянского вала на востоке; он подразделяется на два района второго порядка: Седуяхинский выступ и Малоземельскую моноклинал. К четвертому гидрогеологическому району относится Денисовская впадина и северная часть Колвинского вала, к пятому — южная часть Колвинского вала и Макариха-Салюкинский вал, к шестому — Хорейверская впадина, к седьмому — гряда Сорокина, к восьмому — Косью-Роговская впадина, к девятому — Большесыньинская впадина, к десятому — Печоро-Кожвинский мегавал с четырьмя районами второго порядка: северо-западным (Среднешапкинская структура и Мутноматериковый вал), Печоро-Городским, Лыжско-Кыртайольским, Среднепечорским: в 11-й район выделена Верхнепечорская впадина с районами второго порядка: северным и южным.

Для выяснения условий размещения и сохранения залежей УВ в отдельных участках бассейна и для последующей прогнозной оценки территории по гидрохимическим показателям необходимо сопоставление характеристик выделенных гидрохимических районов с расположением в их пределах в отдельных комплексах известных залежей нефти, газоконденсата и газа. Это сопоставление показало, что залежи УВ различного фазового состояния и состава сохраняются в определенных гидрохимических условиях (табл. 3 см. вкл.). Основные залежи УВ расположены в обстановке практически застойного режима, благоприятного для их сохранения. Здесь распространены пластовые воды высокой степени минерализации (100—317 г/л) и метаморфизации (значения коэффициента Na/Cl составляют в среднем 0,5—0,8 и лишь в районах распространения сульфатно-галогенных толщ значения его возрастают до 0,99). Тип вод повсеместно хлоркальциевый; сульфатность вод незначительная ($SO_4/Cl \cdot 100 < 1$), возрастает в случае обогащения отложений гипсами; коэффициент гидрогеологической закрытости ($M/N \cdot 100$) достигает 20—10, что является максимальным для всего осадочного чехла, т. е. гидрохимические условия благоприятны для сохранения залежей УВ. В этой зоне и обнаружены промышленные залежи газа, газоконденсата, а также залежи легких и средних ($d = 0,80—0,87$) парафинистых, малосернистых и малосмолистых нефтей с высоким содержанием легких фракций — нефти I и II классов (по классификации А. Н. Гусевой). Исключение составляют вязкие высокосернистые нефти с большим содержанием смол и асфальтенов Средне-Макарихинского месторождения, приуроченные к отложениям силурийского и верхнедевонского возраста, — нефти нетипичные, состав их (по А. Н. Гусевой) определяется влиянием процессов палеогипергенеза. В эту зону попадают газовые залежи Ухто-Ижемского вала (I комплекс), Шапкино-Юрьянского и Колвинского валов (III комплекс), газоконденсатные залежи Джеболской ступени и Печоро-Кожвинского мегавала (I и II комплексы), Верхнепечорской впадины (II и III комплексы), Лайского вала (I и III комплексы), Шапкино-Юрьянского вала (III комплекс), нефтяные

залежи Лемью-Ирайольской ступени и Омра-Сойвинского выступа (I комплекс), Тэбук-Савинборской ступени, Печоро-Кожвинского мегавала, Шапкино-Юрьянского вала (I и II комплексы), Колвинского вала (I, II и III комплексы).

Между зоной весьма затрудненного водообмена и зоной свободного водообмена, в которой залежи, как правило, не встречаются, располагается промежуточная зона. Она неодинакова по гидрохимическим показателям, а поэтому подразделяется на две подзоны: подзону А, контактирующую с зоной затрудненного водообмена, и подзону Б, примыкающую к зоне свободного водообмена. В границах подзоны А распространены воды также хлор-кальциевого типа, но более низкой минерализации (30—100 г/л) и метаморфизации (в среднем $Na/Cl = 0,7 \div 0,85$), относительно обогащенные сульфатами (коэффициент $SO_4/Cl \cdot 100$ достигает значений 3—9). Повышенные концентрации гидрокарбонатных ионов (до 0,1—0,3% экв) свидетельствуют о протекании процессов сульфатредукции. Нахождение промежуточной зоны на границе фронтального продвижения пресных вод с Тимана определяет опреснение и обогащение вод этой зоны сульфатами за счет инфильтрационных вод. Коэффициент гидрогеологической закрытости в рассматриваемой подзоне значительно снижается (с $M/H \cdot 100 = 3—6$ до 1) по сравнению с его значениями в зоне весьма затрудненного водообмена.

В пределах подзоны А встречены тяжелые нефти ($d > 0,9$) с низким содержанием легких фракций, обогащенные смолисто-асфальтовыми компонентами и серой, относящиеся к III и IV классам: нефти Ярегского месторождения (I комплекс), юга Колвинского вала (III комплекс), гряды Сорокина и Тэбук-Савинборской ступени (III и IV комплексы), Лемью-Ирайольской ступени (IV комплекс); непромышленные скопления нефти (Джьер — II комплекс, Жебольская ступень — III комплекс, Южный Торавей, Тэбук, Печоро-Кожвинский мегавал — IV комплекс). Характер этих скоплений свидетельствует о влиянии гипергенных процессов; оно подтверждается также составом свободных и растворенных газов, т. е. залежи в этих гидрохимических условиях находятся в начальной стадии разрушения [51]. В эту подзону попадают также вторичные залежи нефти, газа и газоконденсата Шапкино-Юрьянского, Лайского и Колвинского валов IV гидрогеологического комплекса. Следует отметить, что толща отложений IV гидрогеологического комплекса по всем геохимическим характеристикам не относится к категории нефтегазопродуцирующих [27], залежи в ее пределах вторичные [1], а существование их в подзоне, гидрохимические показатели которой свидетельствуют о начальной стадии разрушения скоплений УВ, подтверждает их сравнительно недавнее происхождение (Рахманов, 1977 г.).

На пластовые воды подзоны Б влияние области инфильтрации сказывается еще сильнее. Минерализация их снижается до 1—30 г/л, соответственно уменьшается и степень метаморфизации (значения коэффициента Na/Cl изменяются от 0,8 до > 1); тип вод различный, в том числе и переходный хлормагниевого; сульфатность вод возрастает по сравнению с водами подзоны А ($SO_4/Cl \cdot 100 = 17 \div 40$ в водах хлормагниевого типа); значения коэффициента закрытости снижаются до 0,3—2,6, т. е. условия для сохранения залежей еще более ухудшаются — залежи находятся в стадии активного разрушения. В пределах этой подзоны встречены либо тяжелые гипергенно измененные нефти (Каменка — II комплекс), либо непромышленные скопления нефти (Нижняя Омра — II комплекс, Покча — II и III комплексы, Удачная — IV комплекс, Варандей — V комплекс), либо залежи вообще

отсутствуют (Курьинская группа структур — IV комплекс, при существовании определенной сообщаемости IV комплекса с III продуктивным комплексом).

Таким образом, представленный материал наглядно показывает, что общая для всего изучаемого региона закономерность выражается в ухудшении условий сохранности УВ по мере снижения степени гидрогеологической закрытости недр. Обнаружение промышленных скоплений УВ возможно в изучаемом бассейне в пределах зоны весьма затрудненного водообмена (минерализация вод > 100 г/л), где обстановка благоприятствует их сохранению. В промежуточной зоне (минерализация $1 - 100$ г/л) залежи УВ находятся в стадии разрушений различной интенсивности. Зона свободного водообмена, как обычно, характеризуется резко неблагоприятными условиями для сохранения залежей УВ. При этом для северной части бассейна, в отличие от его южной части, отмеченная приуроченность залежей УВ определенного фазового состояния и состава к определенным гидрохимическим зонам проявляется менее четко. Это, вероятно, связано с тем, что в северных районах бассейна (тектонически более активных) имели место процессы неоднократного перестроения залежей УВ. Поэтому в ряде случаев обнаруженные залежи находятся в чуждой им гидрохимической обстановке, в частности в отложениях $P_2 - T$ возраста. Это явление в значительной степени усложняет выявление гидрогеологических критериев поисков залежей УВ в северных районах бассейна. Основные выводы сводятся к следующему.

Для палеозойских и мезозойских отложений большей части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна на современном этапе развития бассейна характерен реинфильтрационный режим. Инфильтрогенные воды, поступающие из современных областей создания напора, не проникая далеко в глубь бассейна в комплексах, заполненных высокоминерализованными седиментогенными водами, тем не менее оказывают влияние на гидродинамический режим и гидрохимические условия I и II комплексов, а также на размещение в них залежей УВ, смещая их в направлении падения напоров.

На основании различий в характере сообщаемости отдельных гидрогеологических комплексов между собой и зоной свободного водообмена в пределах отдельных структурных элементов проведено районирование бассейна с учетом гидрогеологических особенностей отдельных его частей.

Значительное влияние на характер распределения вод различной минерализации и метаморфизации оказывают история развития отдельных частей бассейна, местоположение области создания напора, гипсометрическое положение гидрогеологических комплексов, тектонический и литологический факторы, проявляющиеся в различных соотношениях на разных участках бассейна.

Пластовые воды нижних частей разреза находятся на большей части бассейна в обстановке практически застойного режима, вверх по разрезу степень застойности снижается, параллельно отмечается снижение метаморфизации вод. Наиболее метаморфизованные воды тяготеют к терригенным частям разреза. Основное обогащение вод сульфатами происходит за счет выщелачивания сульфатных пород, в западной части бассейна — за счет инфильтрогенных вод.

На примере изучаемого бассейна отчетливо проявляется двойная роль разрывных нарушений в установлении гидрогеологической зональности: экранирующая и проводящая.

Между областью распространения инфильтрогенных вод, с одной сто-

роны, и седиментогенных — с другой, выделяется промежуточная гидрохимическая зона, неоднородная по составу, в которой залежи УВ находятся на различных стадиях разрушения. Выявлен комплекс гидрохимических показателей условий сохранности скоплений УВ, благоприятных для их сохранения и, наоборот, свидетельствующих об их разрушении (с выделением начальной и активной стадии разрушения залежей УВ).

ОРГАНИЧЕСКИЕ КОМПОНЕНТЫ В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ

Органическое вещество — наименее изученная составляющая подземных вод Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Имеющиеся публикации [6, 10] содержат сведения о водорастворенных органических веществах (ВРОВ) девонской продуктивной толщи лишь для Ухто-Ижемского вала и Омра-Сойвинского выступа, т. е. структурных элементов, расположенных в южной части бассейна.

Настоящая глава обобщает результаты исследований ВРОВ Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, охватывающего разрез осадочных отложений от силурийских до юрских (интервал глубин от —4700 до —500 м). Проанализировано около 100 проб пластовых вод, отобранных с 30 площадей, по методике, разработанной в ИГиРГИ [6].

Фактический материал свидетельствует о том, что в пластовых водах бассейна содержатся ОВ в различных концентрациях, судя по содержанию $C_{\text{общ}}$, изменяющемуся от 20 до 380 мг/л. Эти вещества в значительной мере окислены, что отражает относительно высокие концентрации органических кислот (в том числе жирных — до 200—300 мг/л) и относительно невысокие абсолютные количества трудноокисляющихся органических соединений (величины $O_{\text{вод}}^{\text{хл}}$ в среднем до 10 мг/л). Абсолютные концентрации растворенных битумоидов ($C_{\text{бит}}$) не превышают 3—4 мг/л, доля же летучих ОВ (по углероду = $\text{Слет}/\text{Собщ} \%$) в целом значительна и в ряде случаев превосходит 90%. Следует обратить внимание на то, что в составе $N_{\text{общ}}^{\text{хл}}$ преобладают в основном его устойчивые формы. Распределение величин отдельных показателей ВРОВ (в частности $N_{\text{общ}}^{\text{хл}}$, фенолов, нафтеновых кислот, $O_{\text{вод}}^{\text{хл}}$, бензола и др.) по площади и разрезу бассейна неравномерно, что определяется совокупным влиянием геологических, геохимических и гидрогеологических факторов.

Как известно, один из ведущих факторов преобразования исходного ОВ и состава образующихся УВ — температура глубоких недр. В то же время известен пример несоответствия современных температур их максимальным палеовеличинам. По данным Г. С. Калмыкова [27], эта разница для Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна весьма существенна. Принимая это во внимание, авторы проследили характер изменения величин отдельных компонентов ВРОВ в зависимости как от современных, так и от палеотемператур (на основании данных по отражательной способности витринита).

Представленный график¹ (рис. 11) изменения содержания ОВ в пластовых водах различной температуры (для этого графика были использованы данные по современным температурам) достаточно убедительно свидетельствует о том, что рост пластовой температуры ведет к общему накоп-

¹ Для построения графика были использованы данные по Шапкино-Юрьянскому и Кольвинскому валам, максимально охарактеризованным фактическим материалом.

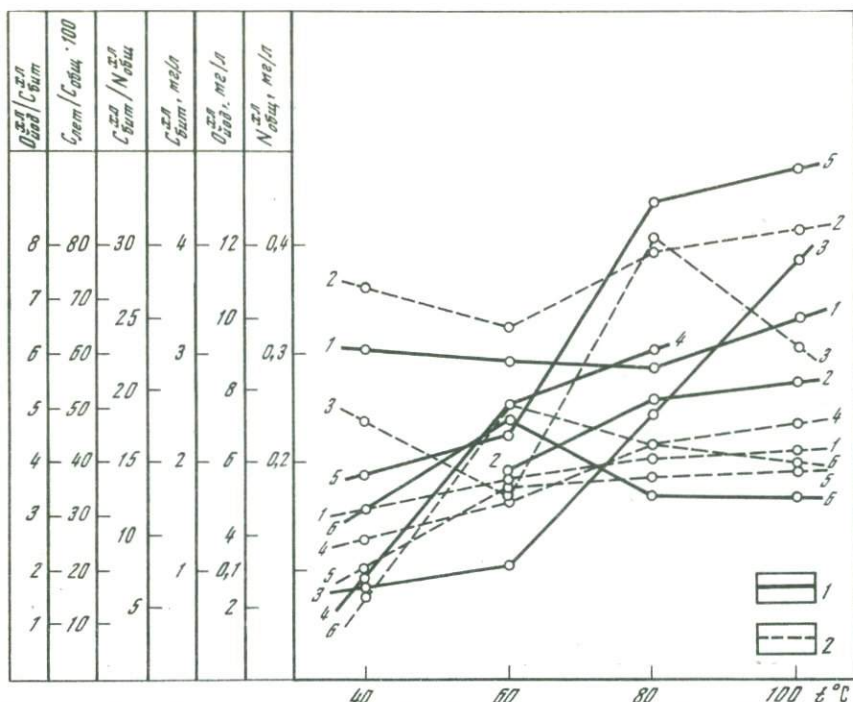


Рис. 11. Изменение содержания ОВ в пластовых водах различной температуры на примере валов Шапкино-Юрьяхинского (1) и Колвинского (2). Кривые: 1 — $\frac{O_{вод}^{xl}}{C_{бит}}$; 2 — $\frac{C_{лет}}{C_{общ}} \cdot 100$; 3 — $\frac{C_{бит}}{N_{общ}}$; 4 — $C_{бит}$; 5 — $O_{вод}^{xl}$; 6 — $N_{общ}^{xl}$

лению в составе подземных вод битумного ОВ и сложных восстановленных соединений. Максимальные концентрации азоторганических веществ (по органическому азоту) установлены при $t = 60^\circ\text{C}$, при более высокой температуре происходит снижение их концентраций. Поведение таких показателей, как относительное содержание (доля) летучих органических соединений ($\frac{C_{лет}}{C_{общ}} \%$) и степени восстановленности битумной фракции ($\frac{O_{вод}^{xl}}{C_{бит}^{xl}}$), с увеличением температуры меняется незначительно, что указывает на высокую гидрогеологическую закрытость разреза в интервале, соответствующем рассматриваемым температурам (отложения среднедевонского—триасового возраста).

Изменение величин показателей ОВ, вызываемое ростом температур в пределах конкретных крупных структурных элементов бассейна, происходит с различной степенью интенсивности, что свидетельствует о различном составе органических соединений в подземных водах этих участков бассейна. Наиболее резкие изменения величин содержания органических компонентов подземных вод наблюдаются в интервале температур $60\text{—}80^\circ\text{C}$. Заметим, что к аналогичным выводам мы пришли в результате изучения характера распределения ВРОВ мезозойского Каракумского бассейна. Разница заключается лишь в более низких концентрациях основных показателей ВРОВ для Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Следовательно, можно говорить об одинаправленности процессов преобразования рассеянных ОВ осадочных пород (РОВ) и ВРОВ в пределах разновозрастных бассейнов.

На другом графике (рис. 12) показана зависимость содержания ВРОВ от РОВ пород, находящихся на различных стадиях катагенетического преобразования. Имеющийся фактический материал был сгруппирован по трем основным продуктивным толщам Тимано-Печорского бассейна: терригенно-карбонатной толще средне-верхнедевонского возраста, карбонатной толще каменноугольно-нижнепермского возраста и терригенной толще верхнепермско-триасового возраста, прошедшим подстадии катагенеза от ПК до МК₄.

Для геохимической характеристики РОВ осадочных пород были использованы следующие показатели: общее содержание дисперсного ОВ ($C_{орг}$), битумоидный коэффициент (β) и коэффициент $\omega = (C + H) / (O + N + S)$, характеризующий степень восстановленности ХБ. Для характеристики ВРОВ были взяты показатели $C_{бит}$, $O_{вод}^{xl}$, $N_{общ}^{xl}$, а также соотношения: $C_{бит}/N_{общ}^{xl}$, $C_{бит}/C_{нелет}$ %, $C_{лет}/C_{общ}$ %, раздельно для пяти районов (рис. 12).

Общая для всего бассейна закономерность выражается в обогащенности дисперсным ОВ верхних частей осадочного чехла, возрастании степени восстановленности ХБ в противоположном направлении, т. е. вниз по разрезу, приуроченности максимальных значений коэффициента β к средней части разреза. По комплексу геохимических данных девонская толща, обогащенная сапропелевым материалом, большинством исследователей рассматривается как основная нефтегазопроизводящая толща, в которой процесс битумообразования в основном завершился. Мезозойские отложения, обогащенные гумусовым материалом, находящиеся на низких стадиях катагенетического преобразования, представляют потенциально продуктивную толщу. В каменноугольно-нижнепермской толще, занимающей промежуточное положение, нефтегазообразующий потенциал пород полностью еще не реализован.

Характер изменения ВРОВ по разрезу в целом свидетельствует об обогащении вод ОВ по мере нарастания степени катагенетической превращенности ОВ пород. Резкое увеличение значений показателей отмечено в пределах девонской толщи, остальная часть разреза характеризуется более близкими величинами ВРОВ.

Конфигурация кривых подтверждает вывод о различии состава ВРОВ в пределах отдельных структурных элементов бассейна. Так, максимальные значения всех показателей ВРОВ наблюдаются в районах распространения нефтяных залежей (Ижма-Печорская впадина, юг Колвинского вала, гряда Сорокина). Пониженные значения показателей ВРОВ характерны для структур Лайского вала, где распространены газоконденсатные залежи. Район Шапкино-Юрьянского вала, где обнаружены залежи легких нефтей и газоконденсата, по величинам показателей занимает в целом промежуточное положение. Различие в составе и содержании ВРОВ в пределах отдельных участков бассейна, возможно, говорит в пользу отдельных источников и различных условий миграции УВ.

Сказанное согласуется с нашими представлениями [14] о том, что каждый из крупных структурных элементов НГБ характеризуется специфическими особенностями гидрогеологических условий, определяемых историей геологического развития самой структуры.

На характер распределения ВРОВ оказывает влияние также изменение степени гидрогеологической закрытости и по разрезу отдельных структурных элементов. В самых верхних частях разреза (верхи триаса — меловые отложения), в пределах которых сказывается влияние гипергенных процес-

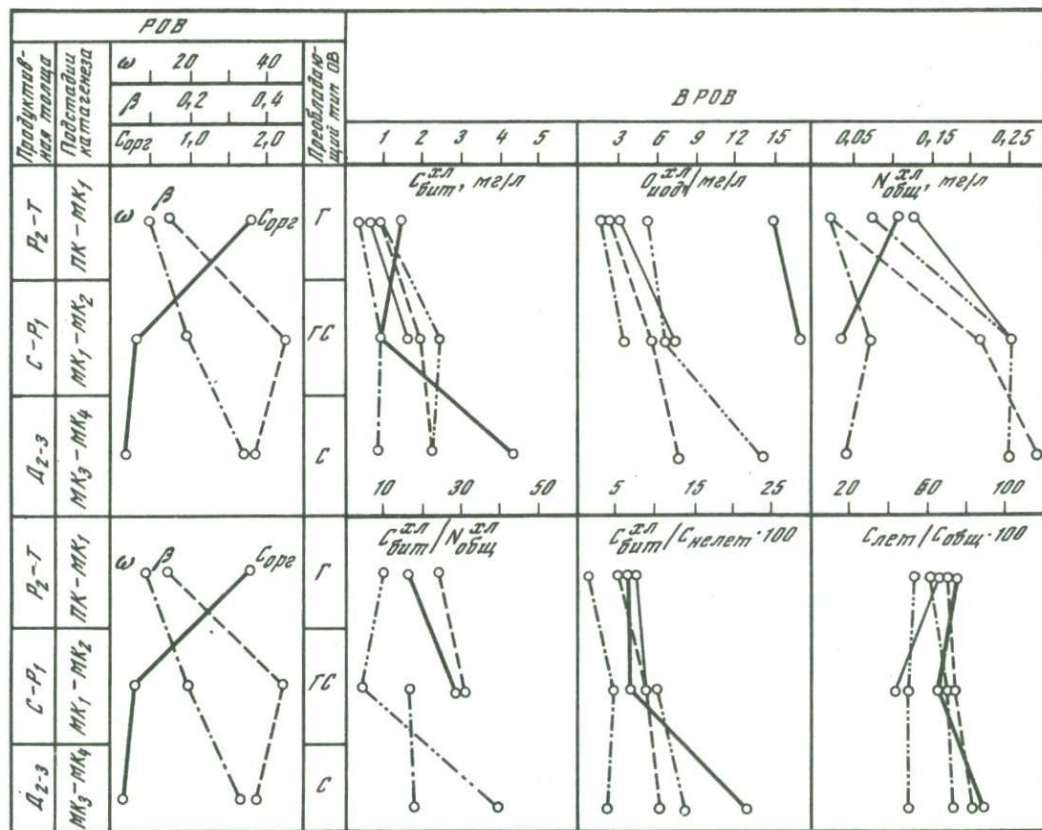


Рис. 12. Зависимость содержания ОВ в пластовых водах от степени катагенетического преобразования ОВ пород
1 — Ижма-Печорская впадина; 2 — Шапкино-Юрьехинский вал; 3 — Лайский вал; 4 — Колвинский вал; 5 — вал Сорокина

сов, обнаружены минимальные концентрации ВРОВ. Пластовые воды отложений девонского возраста, находящиеся в условиях практически застойного режима, характеризуются максимальными значениями всех показателей, т. е. эта обстановка способствовала сохранению высоких концентраций ВРОВ в пределах девонской толщи — основной продуктивной толщи бассейна.

Как и в других нефтегазоносных бассейнах, ВРОВ Тимано-Печорского бассейна являются прямыми показателями нефтегазоносности. В водах, контактирующих с залежами УВ, отмечено возрастание показателей ОВ: $C_{бит}^{xl}$ (до значений 4 мг/л), $C_{бит}/C_{нелет}$ % (до 25 мг/л), $O_{вод}$ (до 17 мг/л), $N_{общ}^{xl}$ (до 0,6 мг/л), $C_{бит}/N_{общ}^{xl}$ (до 50—70 мг/л), нафтеновых кислот (>5 мг/л), особенно в районах распространения нефтей, обогащенных нафтеновыми УВ.

Один из наиболее информативных показателей, положительно зарекомендовавших себя в ряде нефтегазоносных бассейнов, — бензол. Данные, которыми располагают авторы, свидетельствуют об относительно невысоких концентрациях бензола в пластовых водах (в среднем сотые доли миллиграммов на 1 л). Также не очень велики и концентрации фенолов (в среднем первые единицы миллиграммов на 1 л). Это, скорее всего, объясняется относительно низким содержанием ароматических соединений в нефтях и конденсатах Тимано-Печорского бассейна. Однако все же максимальные количества бензола (~0,1 мг/л) встречаются в водах, контактирующих с газоконденсатными залежами (Кыртайоль, Вуктыл, Василково, Лая-Вож).

Для девонских отложений также устанавливается прямая связь между составом нефти и характером ВРОВ. ОВ пластовых вод, сопровождающих залежи сингенетичных легких нефтей ($d_4^{20} = 0,83 \div 0,85$) в терригенных отложениях девона, характеризуются высоким содержанием трудноокисляющихся соединений ($O_{вод}^{xl}$ — до 11—17 мг/л). Для этих вод характерны высокие значения коэффициента битуминизации ($C_{бит}/C_{нелет} \cdot 100$ — до 26%).

В составе нефтей каменноугольно-нижнепермской продуктивной толщи выделяют две группы: тяжелых, ароматико-метаново-нафтенового состава, и легких, нафтеново-ароматико-метанового состава. Последние являются миграционными, пришедшими из одновозрастных отложений более погруженных зон. Различию состава нефтей соответствует и состав ВРОВ. Так, легким нефтям Шапкино-Юрьянского вала ($d_4^{20} = 0,85 \div 0,87$) соответствуют пластовые воды, обогащенные относительно фона $N_{общ}^{xl}$ (до 0,62 мг/л); для них характерны высокие содержания летучих органических соединений ($C_{лет}/C_{общ} \times 100$ — до 96%), высокие отношения $C_{бит}/N_{общ}^{xl}$ — до 60—70. Пластовые воды гряды Сорокина, контактирующие с тяжелой нефтью ($d_4^{20} > 0,9$), характеризуются более низкими значениями этих показателей ОВ ($N_{общ}^{xl}$ — до 0,45 мг/л, $C_{лет}/C_{общ} \cdot 100$ — до 70%, $C_{бит}/N_{общ}^{xl}$ — до 35).

Таким образом, для Тимано-Печорского бассейна характерны относительно невысокие концентрации ВРОВ, что вообще свойственно древним бассейнам, заполненным высокоминерализованными и метаморфизованными рассолами хлоркальциевого типа.

Фактический материал свидетельствует о значительной дифференциации в составе и содержании ВРОВ. Она определяется совокупным влиянием структурно-геологических, геохимических и гидрогеологических условий различных комплексов отложений и характером углеводородных скоплений.

Выявлен ряд факторов, влияющих на состав и содержание ОВ в пластовых водах:

- 1) температурные условия недр, различные в пределах отдельных крупных структурных элементов изучаемого бассейна;
- 2) степень катагенетической превращенности РОВ пород различного типа;
- 3) характер УВ скоплений различного состава;
- 4) первичный или вторичный характер залежей УВ;
- 5) структурно-геологический фактор;
- 6) степень гидрогеологический закрытости недр.

Наиболее информативными показателями ВРОВ для изучаемого бассейна являются $O_{\text{вод}}^{\text{хл}}$, $N_{\text{общ}}$, нафтеновые кислоты, бензол, $C_{\text{бит}}/N_{\text{общ}}^{\text{хл}}$, $C_{\text{бит}}/C_{\text{нелет}}$, характерные для районов распространения нефтяных и газоконденсатных залежей.

ВРОВ палеозойских отложений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна являются прямыми показателями нефтегазоносности. Они позволяют давать оценку отдельным структурам с еще не выясненной продуктивностью.

МИКРОКОМПОНЕНТЫ В ПОДЗЕМНЫХ ВОДАХ

Специальных работ по микрокомпонентам вод Тимано-Печорского бассейна нет, но в выполненных здесь гидрогеологических исследованиях отражается связь микрокомпонентов с солевым составом вод.

Изучение микрокомпонентного состава подземных вод автором данной главы проведено по данным 1600 химических анализов, причем традиционно анализировались в основном бром и йод. Интерпретация аналитических данных осуществлялась по ранее разработанной методике с целью характеристики степени гидрогеологической закрытости изучаемых гидрогеологических комплексов и показателей возможной нефтегазоносности недр [14]. Карты построены для двух комплексов — I и III.

I гидрогеологический комплекс

Воды комплекса характеризуются в основном высоким содержанием брома. Исключением являются воды площадей Эшмес, Тобысь (Тиман), где девонские породы выходят на поверхность. Эти воды содержат небольшие количества брома (19—37 мг/л). Максимальные содержания брома (555—1002 мг/л) и стронция в водах I комплекса характеризуют структуры центральной и южной частей Ижма-Печорской впадины, восточного склона Ухта-Ижемского валообразного поднятия, южной части Шапкино-Юрьяхинского вала, центральной части Лайского и южной части Макариха-Салюкинского валов. В пределах этих структурных элементов между содержанием брома, минерализацией, содержанием хлора и кальция установлены значимые корреляционные связи (r = от +0,82 до +0,9). Наибольшее содержание брома характерно для структур с высокоминерализованными и высокометаморфизованными водами. Следовательно, бром в этих районах бассейна может служить показателем высокой гидрогеологической закрытости недр. К этим участкам бассейна приурочены основные месторождения нефти и газа. Несколько уменьшается содержание брома (400—700 мг/л) в водах структур Мичаю-Пашнинской антиклинальной зоны, северной части

Шапкино-Юрьяхинского вала, Седухинского выступа и гряды Чернышева. В водах структур южной части Колвинского и Печоро-Кожвинского валов содержание брома снижается более резко (до 250—370 мг/л), не обнаруживая значимых корреляционных связей ни с минерализацией, ни с содержанием хлора и кальция. Здесь проявляются другие положительные корреляционные связи.

В южной части бассейна в распределении значений хлорбромного коэффициента наблюдается аналогичная картина. Наименьшая его величина (165) фиксируется на структурах Ижма-Печорской впадины и восточного склона Ухто-Ижемского валообразного поднятия. Значения этого коэффициента несколько повышаются (210—336) в водах структур Мичаю-Пашнинской антиклинальной зоны, значительно выше (до 700) они в водах структур Тимана и Печоро-Кожвинского мегавала. Хлорбромный коэффициент в северной части провинции изменяется в небольших пределах (от 218 до 286), без видимых закономерностей и не обнаруживает связи с величиной минерализации и метаморфизации вод. Это свидетельствует о том, что хлорбромный коэффициент не всегда может рассматриваться как показатель гидрогеологической закрытости структур. К такому же выводу в 1969 г. пришел и В. В. Колодий.

Еще в 1960 г. В. А. Кротова [28] предложила характеризовать условия закрытости с помощью бромного градиента. Распределение бромного градиента ($Bг \cdot 100/H$) в водах I комплекса следующее. Наибольшей величины (57—84) этот градиент достигает в водах структур, находящихся на восточном склоне Ухто-Ижемского валообразного поднятия. В водах структур центральной и южной частей Ижма-Печорской впадины и Мичаю-Пашнинской антиклинальной зоны величина градиента снижается до 23—58; в водах структур Печоро-Кожвинского мегавала она еще ниже (10—20), а в водах структур южной части Колвинского вала снижается значительно (<10). Так, бромный градиент, равный 57—84, характеризует воды, связанные с газовыми и нефтегазовыми залежами, величина бромного градиента 23—58 характерна для вод, связанных с нефтяными залежами, величина градиента, равная 10—20, отличает воды газоконденсатных месторождений, а величина градиента до 10 характерна для залежей с тяжелыми нефтями. В условиях Тимано-Печорского бассейна этот градиент оказывается тесно связанным не только с закрытостью, но и с характером размещения залежей УВ.

Содержание йода в водах по площади изменяется в широких пределах: от 2,5—4 мг/л (Седухинская площадь, Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона) до 31—76 и даже 165 мг/л (Печоро-Кожвинский мегавал, Колвинский вал). Средние количества йода характерны для вод центральной и южной частей Ижма-Печорской впадины и Ухто-Ижемского валообразного поднятия. Особо выделяется Печоро-Кожвинский мегавал, в водах которого отмечаются высокие концентрации йода (31—76 мг/л). Следует заметить, что в водах этих структур увеличение концентрации йода происходит параллельно относительно уменьшению содержания брома. (Аналогичная закономерность распределения йода и брома была отмечена А. В. Кудельским [31], изучавшим воды Западно-Туркменского бассейна). В этих районах между содержанием брома и минерализацией не обнаружено тесных корреляционных связей, тогда как между количеством йода и минерализацией положительные связи установлены, т. е. йод является здесь показателем закрытости недр. В пределах перечисленных структур уста-

новлены газоконденсатные залежи. Характерно, что углеводородный состав в оторочках газоконденсатной залежи на Печоро-Кожвинском мегавалу — ароматический.

Б. А. Бедер в 1961 г. в качестве поискового критерия предложил бромйодный коэффициент ($Bг/J$). По его данным, для вод, не связанных с нефтью, он характеризуется значениями порядка 85—100, а для нефтяных — не превышает 30. В пределах Урало-Печорского бассейна подобной закономерности не наблюдается, хотя следует отметить, что в водах газоконденсатных залежей величина этого коэффициента не превышает 20, а в водах залежей с тяжелыми нефтями — 10. В водах залежей легких нефтей этот коэффициент достигает максимума (80—146).

Таким образом, в водах южной части бассейна, содержащих бром, йод и стронций, величина хлорбромного коэффициента для I гидрогеологического комплекса может быть показателем гидрогеологической закрытости недр.

В гидрогеологически закрытой зоне, благоприятной для сохранения залежей УВ, находятся Ижма-Печорская впадина, Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, Ухто-Ижемское валообразное поднятие, северная и южная часть Шапкино-Юрьянского вала, центральные части Лайского и Колвинского валов, южная часть Колвинского вала, Макариха-Салюкинский вал, Малоземельская моноклинал и Печоро-Кожвинский мегавал. К этим структурным элементам в основном и приурочены известные месторождения.

По значениям бромного градиента и бромйодного коэффициента выделяются пять гидрогеологических зон с различным фазовым соотношением УВ (рис. 13, см. вкл.). Первая зона — Седуяхинский выступ. Малоземельская моноклинал, Макариха-Салюкинский вал, южная часть Шапкино-Юрьянского вала, центральные части Колвинского и Лайского валов. Воды этой зоны характеризуются средним бромным градиентом (13—27) и высоким бромйодным коэффициентом (48—78). В первую зону входят также Ижма-Печорская впадина и Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона. Воды этих структурных элементов характеризуются средним бромным градиентом [38—58] и очень высоким бромйодным коэффициентом (64—146). По величине они значительно выше, чем в водах структур северной части бассейна. В пределах Ижма-Печорской впадины, Мичаю-Пашнинской антиклинальной зоны и южной части Шапкино-Юрьянского вала нефтяные залежи обнаружены на многих площадях; нефти легкие, малосернистые, малосмолистые, обогащенные бензиновыми фракциями. Следует предполагать, что такие же легкие нефти могут быть встречены в центральных частях Лайского и Колвинского валов, на Малоземельской моноклинали и Макариха-Салюкинском валу. Это не относится к водам Седуяхинской площади, так как воды этой площади находятся в зоне, подвергшейся влиянию современной инфильтрации вод Тимана. Однако современная инфильтрация не успела понизить степень метаморфизации и концентрации брома в водах (отсюда высокое значение бромйодного коэффициента).

Вторая зона — северная часть Шапкино-Юрьянского вала. Воды зоны отличаются низким бромным градиентом [5] и средней величиной бромйодного коэффициента [32]. В северной части зоны на минерализации и химическом составе вод отразилось поступление вод, отжимаемых из уплотняющихся отложений в пределах Печорского моря. Это привело к снижению минерализации вод и искажению некоторых соотношений микроэлементов,

обычных для гидрогеологически закрытой зоны. Поэтому микроэлементы и коэффициенты с ними связанные не отражают в данном районе реальной обстановки. Даже бромный градиент [5] в I гидрогеологическом комплексе не может рассматриваться как показатель гидрогеологической закрытости, и все же во второй зоне на Пашнинской площади встречена нефть, которая по своим физико-химическим свойствам приближается к газоконденсатам (уд. вес $0,7888 \text{ г/см}^3$).

Третья зона — южная часть Колвинского вала. Воды характеризуются низкой минерализацией и низкой степенью метаморфизации; содержание брома понижено. Параллельно снижению содержания брома увеличивается концентрация йода (до $35\text{—}76 \text{ мг/г}$), в связи с чем бромйодный коэффициент также снижается до $7\text{—}9$. В раннепермское время выведенные на поверхность среднедевонские отложения подвергались воздействию инфильтрационных вод, что отразилось на химическом составе и вод и нефтей. Нефти в этой зоне в отличие от нефтей второй зоны утяжеленные (уд. вес $0,89 \text{ г/см}^3$), более сернистые, смолистые, парафинистые.

Четвертая зона — Печоро-Кожвинский мегавал. Воды характеризуются средним бромным градиентом ($10\text{—}20$) и низким бромйодным коэффициентом ($2\text{—}20$). К зоне приурочены газоконденсатные залежи.

Пятая зона — Ухто-Ижемское валообразное поднятие. Воды имеют очень высокий бромный градиент ($57\text{—}84$) и средний бромйодный коэффициент ($69\text{—}86$). В зоне сосредоточены шесть газовых и четыре нефтегазовых месторождения.

Судя по величинам рассчитанных нами корреляционных связей, бром и йод далеко не всегда прямо связаны с минерализацией и метаморфизацией подземных вод. В тех случаях, когда содержание брома и йода в водах обнаруживает положительные и достаточно тесные корреляционные связи с величиной минерализации, содержанием хлора и кальция, а также значимые отрицательные связи с показателем степени метаморфизации (Na/Cl), бром, йод и хлорбромный коэффициент могут служить показателем степени гидрогеологической закрытости комплекса. Это характерно для структур с нефтяными и газовыми залежами (Ижма-Печорская впадина, Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, Ухто-Ижемское валообразное поднятие, южная часть Шапкино-Юрьяхинского вала, Малоземельская моноклиналь и Макариха-Салюкинская впадина). Бром, кроме того, обнаруживает [8] связь с битумоидным веществом и масляными компонентами нефти. Следовательно, одним из источников накопления брома в водах может быть и нефть. Надо заметить, что еще в 1960 г. И. Б. Фейгельсон считал, что в подземных водах бром может накапливаться за счет вымывания его из нефти. Поэтому в водах нефтяных залежей можно ожидать несколько повышенных концентраций брома. В водах нефтяных месторождений I комплекса наряду с повышенным содержанием брома отмечаются пониженные концентрации йода. Отсюда — бромйодный коэффициент в водах нефтяных месторождений очень высокий (до 146), что, по-видимому, также связано с легкими нефтями в девонских отложениях, поставляющих дополнительные количества брома в сопутствующие воды, что, в свою очередь, ведет к понижению величины хлорбромного коэффициента и повышению бромйодного коэффициента.

Таким образом, для вод нефтяных месторождений характерно высокое содержание брома, пониженные количества йода, низкий хлорбромный коэффициент, средний бромный градиент и очень высокий бромйодный

коэффициент, высокая минерализация и высокая степень метаморфизма. Все эти показатели свидетельствуют о высокой степени гидрогеологической закрытости I комплекса. Наиболее высокий бромйодный коэффициент характерен для структур, заключающих залежи легких нефтей.

Совершенно иная картина наблюдается в водах, сопутствующих залежам тяжелых нефтей. Здесь ни у брома, ни у йода тесных положительных связей с минерализацией, содержанием хлора и кальция не установлено, что объясняется низкой степенью гидрогеологической закрытости.

Наиболее благоприятными условиями для перехода йода из пород в подземные воды является присутствие в них повышенных количеств CO_2 и H_2S (см. ниже). Такие условия характеризуют относительно раскрытые геологические структуры, где и идет энергичное преобразование йодсодержащих пород и нефтей. В водах этих залежей увеличивается количество йода, содержание брома снижается, отсюда очень низкий бромйодный коэффициент (7—10); нефти утяжеленные, более сернистые, смолистые, парафинистые. По мнению А. Н. Гусевой (см. главу 3), увеличение их сернистости можно объяснить процессами палеогипергенеза, с чем связано и увеличение смолисто-асфальтеновых компонентов.

Итак, в водах залежей тяжелых нефтей невелика концентрация брома, количество йода значительно, величины хлорбромного коэффициента становятся средними, бромный градиент, бромйодный коэффициент, минерализация и степень метаморфизма низкие.

Отметим, что воды нефтяных и газовых залежей почти не различаются по величинам содержания брома, йода и хлорбромного коэффициента. Их можно разделить только по величинам бромного градиента, который, как и следовало ожидать, выше в водах газовых залежей, глубина залегания которых меньше, чем нефтяных.

В тех случаях, когда между содержанием брома и величиной минерализации, содержанием хлора и кальция положительных связей установить не удастся, бром и хлорбромный коэффициент, естественно, не могут служить показателями закрытости недр. При установлении тесных положительных корреляционных связей между йодом и минерализацией функции показателя степени гидрогеологической закрытости недр выполняет йод. Это характерно для газоконденсатных залежей.

В ряде районов, в которых отмечалась связь повышенной концентрации йода в подземных водах с газовыми залежами, накопление йода объяснялось его переходами из ОВ пород гумусового происхождения (Л. И. Монахова, 1973 г.; С. Н. Титкова, 1971 г.; З. М. Пуркина, 1979 г.).

В условиях Тимано-Печорского бассейна в водах газовых залежей концентрация йода невелика, но резко возрастает в водах газоконденсатных залежей. По-видимому, это связано с вымыванием йода из нефтяных оторочек газоконденсатных залежей, обогащенных ароматическими УВ.

Итак, в изучаемом районе повышенные концентрации йода при незначительных концентрациях брома в водах могут служить показателем гидрогеологической закрытости недр и поисковым признаком газоконденсатных залежей. При этом бромйодный коэффициент — низкий, хлорбромный коэффициент, бромный градиент, минерализация и степень метаморфизации имеют средние значения. В Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне, таким образом, наметилась возможность использования микрокомпонентного состава и их коэффициентов в качестве показателей фазового состояния залежей УВ (табл. 4, см. вкл.).

Судя по данным табл. 4, в I гидрогеологическом комплексе в Ижма-Печорской впадине (Нарьян-Марский район, Джеболская ступень), Макарихино-Салюкинском валу и в центральной части Лайского вала можно ожидать открытия залежей легких нефтей, в северных частях Шапкино-Юрьяхинского вала и Печоро-Кожвинского мегавала — газоконденсатных залежей.

II гидрогеологический комплекс

В южной части бассейна по микрокомпонентному составу вод наиболее закрытыми и благоприятными для сохранения залежей УВ являются структуры, расположенные в непосредственной близости с Предуральским прогибом. Это южная часть Ижма-Печорской впадины, Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, Печоро-Кожвинский мегавал и северная часть Верхнепечорской впадины. Они также перспективны на нефтяные и газоконденсатные залежи.

Содержание брома, йода и высокий бромный градиент характеризуют воды II комплекса Шапкино-Юрьяхинского и Лайского валов и гряды Сорокина, которые гидрогеологически закрыты, благоприятны для сохранения залежей УВ; на легкую нефть перспективны районы гряды Сорокина, на газоконденсат — северная часть Шапкино-Юрьяхинского и центральная часть Лайского валов.

III гидрогеологический комплекс

Комплекс включает отложения нижнего, среднего и верхнего карбона, а также нижней перми. Нижнепермские отложения на значительной территории (Ижма-Печорская впадина, Тиман) выходят на поверхность и насыщены пресными водами, которые имеют низкую минерализацию, низкую степень метаморфизма, низкое содержание брома, йода, низкое значение бромного градиента и высокое значение хлорбромного коэффициента. В этой зоне опреснения явно чувствуется влияние инфильтрогенных вод, поступающих с Тимана; содержание брома в водах не обнаруживает значимых корреляционных связей ни с минерализацией, ни с метаморфизацией, ни с содержанием хлора и кальция. Следовательно, хлор и хлорбромный коэффициент в водах III комплекса на структурах Ижма-Печорской впадины не являются показателями закрытости недр; территория относится к бесперспективной в нефтегазоносном отношении.

В восточном направлении (Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, Шапкино-Юрьяхинский вал) в водах содержание брома, значения бромного градиента и хлорбромного коэффициента снижаются. Здесь выделяется территория гидрогеологически более закрытая и благоприятная для сохранения залежей УВ, перспективная для поисков месторождений.

В отличие от ниже лежащих отложений заметную роль в формировании состава вод III гидрогеологического комплекса играет литологический состав пород, в частности выщелачивание водами сульфатных толщ. Как правило, воды в таких толщах (северная часть Верхнепечорской впадины) бывают высокоминерализованные, с высоким хлорбромным и сульфатным коэффициентами, но с низкой степенью метаморфизации.

В южной части Верхнепечорской впадины, где в разрезе развиты мощные водоупоры (пермская галогенная толща), на формирование состава вод

повлияли процессы выщелачивания соленосной толщи в период верхнепермского (татарского) перерыва. На восточных крыльях Курьинской и Рассохинской структур воды имеют низкую степень метаморфизма (0,95), низкий бромный градиент (3) и аномально высокий хлорбромный коэффициент (2781). Здесь тесных корреляционных связей содержания брома и йода с минерализацией и с содержанием хлора и кальция не обнаружено, т. е. в зонах выщелачивания солей ни бром, ни йод не могут служить показателями закрытости недр.

На западных крыльях Вуктыльской, Курьинской и Рассохинской структур картина резко меняется: воды становятся минерализованными, метаморфизованными ($Na/Cl = 0,76 \div 0,79$), для них характерны высокий бромный градиент (61—76) и низкий хлорбромный коэффициент (2,99). Такая резкая смена состава вод позволяет подтвердить предполагаемое тектоническое нарушение, разделяющее западную и восточную части структур. При этом западные крылья в отличие от восточных оказались гидрогеологически более закрытыми.

В целом в III комплексе гидрогеологическая обстановка для сохранения залежей УВ ухудшается по сравнению с нижележащими комплексами. Большую часть территории занимает зона опреснения, бесперспективная в нефтегазоносном отношении. Гидрогеологически закрытыми участками являются северная и южная части Шапкино-Юрьянского вала, центральные части Лайского и Колвинского валов, гряды Сорокина, Мичаю-Пашнинской антиклинальной зоны, Печоро-Кожвинский мегавал, центральная часть Ижма-Печорской впадины. Заметную роль в формировании состава вод играет литологический состав пород, а также выщелачивание водами сульфатных и соленосных толщ.

При анализе гидрогеологических условий в зоне опреснения и развития высокоминерализованных вод зоны выщелачивания важно иметь в виду различный гидрохимический фон, чтобы, например, уловить возможные перетоки вод из нижележащих отложений. Участки с перетоками вод обычно характеризуются водами высокой минерализации, высокой степени метаморфизации, с высоким бромным градиентом и низким хлорбромным коэффициентом. Содержание брома в таких водах обычно повышено. На основании указанных критериев перетоки вод из нижележащих горизонтов обнаружены на Ирайольской, Лемьюской, Вельюской, Мичаюской, Савиноборской, Южно-Джебольской и Аранецкой структурах. Пути нарушения загрузки нижних вод, по всей вероятности, служат тектонические нарушения. Эти структуры выделяются нами как перспективные для поисков возможных залежей УВ.

По изменению величины бромного градиента и бромйодного коэффициента нами выделяются шесть зон с различными их значениями и различным фазовым состоянием залежей УВ (рис. 14, см. вкл.).

Первая зона — Малоземельская моноклираль, Хорейверская и Ижма-Печорская впадины и Печоро-Кожвинский мегавал. Воды характеризуются высокой концентрацией брома и низким количеством йода, отсюда высокие бромйодный коэффициент (42—50) и бромный градиент (13—40). На основании закономерностей, выявленных для нижележащих отложений, и наличия нефтяных залежей в Ижма-Печорской впадине Малоземельская моноклираль, Хорейверская впадина и Печоро-Кожвинский мегавал находятся в зоне, благоприятной для скопления легких нефтей.

Вторая зона — северная часть Шапкино-Юрьянского вала. Воды

характеризуются низким содержанием брома, низким бромным градиентом (8—9) и средним бромйодным коэффициентом (23—34). В этой зоне встречены газоконденсатные залежи на Кумжинской, Василковской и Лаявожской структурах. Таких же залежей следует ожидать на Северо-Шапкинской площади.

Третья зона — южные части Шапкино-Юрьянского и Лайского валов. Воды отличаются повышенным содержанием брома, средним бромным коэффициентом (15—17). Здесь встречены высокоминерализованные и высокометаморфизованные воды; обнаружены газовые, газоконденсатные и нефтяные залежи. Этим объясняется чрезвычайно пестрый состав вод. В южной части Лайского вала можно ожидать открытия залежей, различных по фазовому состоянию.

Четвертая зона — южная часть Колвинского вала (Возейская площадь) и гряда Сорокина. В водах содержатся пониженные количества брома (259 мг/л); средний бромный градиент (7—13) указывает на среднюю закрытость отложений, а низкий бромйодный коэффициент (10—13) — на наличие утяжеленных нефтей.

Пятая зона — южная часть Колвинского вала (Усинская площадь). Воды отличаются низким бромным градиентом (5) и низким бромйодным коэффициентом (5). Надо заметить, что воды III комплекса Усинской структуры в отличие от вод нижележащих отложений имеют сравнительно более низкую минерализацию (76—89,2 мг/л), но более высокую степень метаморфизации (0,53—0,64): Здесь явно чувствуется разбавляющее влияние пресных поверхностных вод. Нефти Усинского месторождения становятся тяжелыми, сернистыми, смолистыми. Однако отметим, что на Усинском месторождении в каменноугольно-пермских отложениях обнаружены случаи совместного залегания тяжелых, смолистых, сернистых нефтей и нефтей облегченного типа, очевидно разновременного образования. Это объясняет и необычный состав вод — низкую их минерализацию, но высокую степень метаморфизации, т. е. недавнее разбавление вод, поступивших в III комплекс из нижележащих отложений. Такой состав вод характерен для скоплений тяжелых нефтей. Действительно, нефти Кожвинского вала — тяжелые, сернистые, высокосмолистые, испытавшие влияние процессов гипергенеза.

Шестая зона — Верхнепечорская впадина (Курынская группа структур). Воды отличаются очень высоким бромным градиентом (60—76). Такой состав вод характерен для газовых залежей; в этой зоне обнаружены газовые залежи на Курьинской и Рассохинской структурах.

Итак, по величинам бромного градиента и бромйодного коэффициента в качестве перспективных на легкую нефть выделяются Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, Малоземельская моноклинал, центральная часть Хорейверской впадины; на газоконденсат — северная часть Шапкино-Юрьянского вала, центральная часть Лайского вала; на залежи утяжеленных нефтей — южная часть гряды Сорокина.

IV гидрогеологический комплекс

Комплекс включает терригенные отложения уфимского, казанского и татарского ярусов верхней перми и триаса; их мощность нарастает с запада (700 м) на восток (2000—3000 м) — к Предуральскому прогибу и Хорейверской впадине.

Анализ изменения содержания в водах микроэлементов по площади IV комплекса показывает, что зона опреснения занимает почти всю Верхнепечорскую и Ижма-Печорскую впадины, северную часть Печоро-Кожвинского мегавала, Малоземельскую моноклинал, гряды Сорокина и Хорейверскую впадину. Все эти структуры гидрогеологически раскрыты, неблагоприятны для сохранения углеводородных залежей.

По микроэлементному составу в северной части Тимано-Печорского бассейна перспективны на газ северная часть Шапкино-Юрьянского вала, а на тяжелые нефти — южная часть Колвинского вала.

В центральной части Ижма-Печорской впадины и в южной части Печоро-Кожвинского мегавала выделяются площади (Ирайольская, Лемъюская, Савиноборская, Мичаюская, Печоргородская, Аранецкая, Переборская и Войская), в водах которых содержатся пониженные количества брома (128—271 мг/л). Для этих вод характерен низкий хлорбромный коэффициент (207—328) и высокий бромный градиент (20—45). В целом состав вод аналогичен составу вод нижележащих отложений, что, по-видимому, связано с перетоками вод снизу вверх. Гидрогеологические условия перечисленных структур благоприятны для образования вторичных залежей УВ в верхнепермских отложениях, причем в пределах Ирайольской, Вельюской, Лемъюской, Мичаюской, Савиноборской и Печоргородской площадей можно ожидать открытия нефтяных залежей, в Переборской, Войской, Аранецкой — газовых залежей.

Анализ и обобщение данных по микрокомпонентному составу подземных вод выявляют следующее.

1. Для всех гидрогеологических комплексов установлены определенные корреляционные связи между микроэлементами и другими гидрогеохимическими показателями. Эти связи специфичны для структурных элементов.

2. Бром и йод не всегда связаны с минерализацией и метаморфизацией вод. В тех случаях, когда содержание брома и йода в водах обнаруживает такую связь, эти элементы могут служить показателями степени гидрогеологической закрытости недр. Обычно это характерно для вод нефтяных месторождений. Отсутствие тесных положительных связей с минерализацией и с содержанием хлора и кальция характерно для вод, сопутствующих залежам тяжелых нефтей, свойственных обстановке гидрогеологической закрытости.

3. Наблюдаются случаи, когда между содержанием брома и величиной минерализации, содержанием хлора и кальция положительных связей установить не удается и в то же время существуют значимые корреляционные связи между минерализацией и йодом, т. е. функции показателя степени гидрогеологической закрытости недр переходят к йоду. Это характерно для вод газоконденсатных залежей.

4. В гидрогеологически закрытой зоне I-го комплекса, выделенной по содержанию в водах брома, йода и стронция, находятся Ижма-Печорская впадина, Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, Ухто-Ижемское валобразное поднятие, Шапкино-Юрьянский вал, центральные части Лайского и Колвинского валов, Макарихино-Салюкинский вал, Печоро-Кожвинский мегавал. К этим структурам в основном и приурочены известные месторождения [22].

По данным микроэлементного состава в Ижма-Печорской впадине (Нарьян-Марский район, Джебольшая ступень), в центральной части Лайского вала и на Макарихино-Салюкинском валу можно ожидать выявления

залежей легких нефтей; в северных частях Шапкино-Юрьяхинского вала и Печоро-Кожвинского мегавала — газоконденсатных залежей.

5. Наиболее закрытыми и благоприятными для сохранения залежей УВ во II гидрогеологическом комплексе в южной части бассейна являются структуры, расположенные в непосредственной близости к Предуральскому прогибу: южная часть Ижма-Печорской впадины, Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, Печоро-Кожвинский мегавал. Они перспективны на нефтяные и газоконденсатные залежи. На севере к гидрогеологически закрытым районам относятся Шапкино-Юрьяхинский и Лайский валы и гряда Сорокина. В районе гряды Сорокина, по данным микрокомпонентного анализа, можно ожидать открытия легкой нефти, в северной части Шапкино-Юрьяхинского и центральной части Лайского валов — газоконденсатных залежей.

6. В III гидрогеологическом комплексе гидрогеологически закрытыми являются Шапкино-Юрьяхинский вал, центральные части Лайского и Кожвинского валов, гряда Сорокина, Хорейверская впадина, Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, Печоро-Кожвинский мегавал, северная и южная части Ижма-Печорской впадины. Перспективны на легкую нефть на основании рассмотренных показателей Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, Малоземельская моноклираль, центральная часть Хорейверской впадины, Печоро-Кожвинский мегавал, на газоконденсат — северная часть Шапкино-Юрьяхинского вала, центральная часть Лайского вала, на залежи утяжеленных нефтей — южная часть гряды Сорокина.

7. По содержанию изучаемых микроэлементов в IV гидрогеологическом комплексе перспективной для поисков газовых залежей является северная часть Лайского вала и Печоро-Кожвинского мегавала; для поисков нефтей — южная часть Кожвинского вала, северная часть Мичаю-Пашнинской антиклинальной зоны; для поисков легких нефтей — Печоро-Кожвинский мегавал.

РАСТВОРЕННЫЕ ГАЗЫ

Изучению свободных, попутных и водорастворенных газов Тимано-Печорского бассейна посвящены работы В. А. Кротовой [29], Л. А. Анищенко (1964 г., 1971 г.) [3], Б. Н. Любомирова [36], В. М. Богацкого (1975 г., 1979 г.), Н. М. Невской [39], (1972 г.), Н. В. Кузнецовой (1975 г.), К. Ф. Рахманова (1977 г.), З. М. Кузьбожевой (1973 г.) и др. В этих работах предлагается классификация, устанавливается зональность в распределении свободных газов, приводятся газогидрохимические критерии перспектив нефтегазоносности верхнепалеозойских отложений; параллельно с изучением состава нефтей выявляется состав попутных газов (водорастворенным газам уделяется меньше внимания, чем свободным и попутным газам). Нами изучались изменения газонасыщенности и состава растворенных в воде газов в каждом из выделенных гидрогеологических комплексов Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна.

Известно, что благоприятные условия формирования и сохранения залежей УВ характеризуются такими газовыми показателями, как высокая газонасыщенность и упругость газов, растворенных в воде, а также наличием в составе газов высоких концентраций метана и его аналогов. Комплексное изучение газов (включая свободные и попутные), РОВ пород и состава нефтей позволили дать отдельный прогноз нефтегазоносности на нефть,

газ и газоконденсат в выделенных гидрогеологических комплексах. Для характеристики фазового состояния залежей УВ наиболее надежные показатели — газонасыщенность и коэффициент газонасыщенности ($P_r/P_{пл}$), содержание метана, содержание его гомологов и их отношение ($\Sigma TU \cdot 100/CH_4$). Наиболее продуктивными и полно охарактеризованными фактическим материалом являются I и III гидрогеологические комплексы (рис. 15, 16, см. вкл.).

I гидрогеологический комплекс

Комплекс представляет собой основную продуктивную толщу бассейна. Анализы газов, растворенных в водах отложений ордовикско-силурийского возраста в северной части бассейна, характеризуют Колвинский вал (Возейская площадь) и Хорейверскую впадину (Среднемакарихинская площадь), в южной части бассейна — Ижма-Печорскую впадину (площади Нижняя Омра, Айювинская, Западный Тэбук). В составе водорастворенных газов 60—70% метана, 2—5% гомологов метана (лишь на Западном Тэбук ΣTU повышается до 10%). Газовый фактор подземных вод в северной части бассейна составляет 0,84—0,96 nm^3/m^3 , давление насыщения много ниже пластового ($P_r/P_{пл} = 0,26 \div 0,3$); в южной части бассейна заметно растет газонасыщенность вод: $P_r/P_{пл}$ повышается до 0,4 на Айювинской площади и до 0,73 — на площади Западный Тэбук.

Свободные газы в карбонатных отложениях верхнесилурийского возраста в пределах Косью-Роговской впадины (площади Падимейская, Ярвожская) содержат метан в повышенных концентрациях (91—94%) по сравнению с газами Колвинского и Макариха-Салюкинского вала (58—84%). По составу сорбированных в породах газов также наблюдается дифференциация газов на преимущественно метановые в Косью-Роговской впадине и преимущественно «тяжелые» газы на Колвинском валу и в Хорейверской впадине. Различия в газовом составе могут служить основанием для прогноза преимущественно газовых и газоконденсатных залежей в силурийских отложениях Косью-Роговской впадины и преимущественно нефтяных залежей на территории Макариха-Салюкинского и Колвинского валов, что подтверждается открытыми там месторождениями.

Анализы газов, растворенных в водах из девонско-саргаевских отложений, характеризуют обширную территорию, начиная с Седуяхинского выступа, Малоземельской моноклинали, Шапкино-Юрьянского и Колвинского валов, Хорейверской впадины (в северной части бассейна) до Печоро-Кожвинского мегавала, Ижма-Печорской и Верхнепечорской впадины, а также Ухто-Ижемского вала (в южной части бассейна). Все нефти, а также воды Севера сильно недонасыщены растворенными газами, величина газового фактора колеблется от 0,72 до 1,77 nm^3/m^3 , а величина $P_r/P_{пл}$ не превышает 0,5. В южной части бассейна подземные воды также недонасыщены газами, хотя коэффициент газонасыщенности поднимается до более высоких значений и изменяется в более широких пределах ($P_r/P_{пл} = 0,2 \div 0,95$). Изменение газонасыщенности вод идет параллельно изменению состава водорастворенных газов (рис. 15). Так, в северной части бассейна, в крайней северо-западной его части (Седуяхинский выступ), при опробовании отложений нижнефранского подъяруса были получены воды с растворенными азотными газами (до 80,8% азота) при очень низком газовом факторе (0,1 nm^3/m^3). Такой состав газа соответствует гидрогеологической

обстановке этого района, представляющего область влияния инфильтрованных вод. Восточнее, в районе Малоземельской моноклинали (Нарьян-Марская площадь) газы, растворенные в воде, имеют метаново-азотный или азотно-метановый состав и содержащие их воды характеризуются также очень низкой газонасыщенностью ($P_r/P_{пл} = 0,05$). Породы содержат ОВ гумусово-сапропелевого типа. Содержание $C_{орг}$ низкое и особенно низок коэффициент битуминизации ($\beta_{ХБ} = 0,01 \div 0,17$); породы находятся на низкой стадии метаморфизма ОВ — ПК (B_2), а следовательно, и перспективность этого района по составу растворенных газов с учетом состава РОВ пород должна быть невысока.

Юго-восточнее Малоземельской моноклинали, в южной части Шапкино-Юрьяхинского вала, на Колвинском и Макарихино-Салюкинском валах в водорастворенных газах постепенно растет содержание метана от 50 до 80%, заметно повышается содержание гомологов метана (до 10—12%), растет и газонасыщенность вод ($P_r/P_{пл} = 0,2—0,45$). По составу ОВ северной части Шапкино-Юрьяхинского вала более преобразовано, чем в породах южной части вала, где встречены нефтяные месторождения. Это дает основание предположить возможность встречи в северной части вала газоконденсатных залежей. Тот же рост степени преобразованности РОВ пород наряду с увеличением газосности разреза и степенью метанизации нефтей в северной части Колвинского вала указывает на возможность обнаружения залежей газоконденсата, а возможно, и легкой нефти. В целом в региональном плане от северо-западной окраинной части бассейна (Седуяхинского выступа) к более погруженной его части (Хорейверской гпадине) условия для сохранения скоплений нефти, газа и газоконденсата в отложениях I гидрогеологического комплекса становятся все более благоприятными.

В южном направлении, в пределах Печоро-Кожвинского мегавала состав водорастворенных газов претерпевает значительные изменения, что, видимо, связано со сложным тектоническим развитием этого района. Так водорастворенные газы живецких отложений Мутно-Материковой площади имеют азотно-метановый состав (метана — 56,5%), содержание гомологов метана пониженное (1,2%), а содержание азота повышенное (42,3%). Такому составу водорастворенных газов соответствуют тяжелые беспарафинистые нефти (плотность их $0,95 \text{ г/см}^3$) IV класса. В водах нефтяного месторождения Каменное, расположенного в западной части мегавала южнее Мутно-Материковой площади, водорастворенные газы имеют совершенно иной состав. Это — жирные углеводородные газы (метана — 60%, ТУ — 25—30%, азота — 0,8%). Нефти, контактирующие с этими газами, легкие (плотность $0,85 \text{ г/см}^3$), высокопарафинистые (I класс). В юго-восточной части мегавала находятся газоконденсатные месторождения (Кыртаюльское, Печоро-Кожвинское, Печорогородское), в составе растворенных газов которых заметно снижается содержание гомологов метана ($CH_4 \cdot 100 / \sum ТУ = 15 \div 21$) по сравнению с растворенными газами площадей западной части мегавала ($CH_4 \cdot 100 / \sum ТУ = 1 \div 8$).

В пределах Ижма-Печорской впадины в направлении с севера на юг от Лемъю-Ираиольской и Велью-Тэбукской ступеней в сторону крайней юго-восточной части впадины (Денисовской ступени) в составе водорастворенных газов происходит заметный рост содержания метана (от 55 до 88%) и соответственно снижение в них концентраций азота (от 37 до 1,1%). Содержание гомологов метана резко возрастает в водах нефтяных место-

Таблица 5

Газогидродинамические показатели фазового состояния углеводородов для I гидрогеологического комплекса отложений южной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна

Показатель	Тип залежи		
	Нефтяные	Газоконденсатная	Нефтегазовая и газовая
CH ₄ , об. %	50—68	72—85	85—90
Σ ТУ, об. %	19—30	4—19	1—12
Σ ТУ · 100/CH ₄	28—60	5—26	1—14
P _г /P _{пл}	0,3—0,75	0,2—0,5	0,8—1

рождений Западный Тэбук, Джер (до 20%), а также в составе водорастворенных газов южных площадей Джебол и Южный Джебол (до 25,5%). Эти площади характеризуются и наиболее застойными условиями, высокими значениями минерализации (200—235 г/л) и степени метаморфизации ((Cl—Na)/Mg = 5 ÷ 7) вод. На многочисленных примерах установлено параллельное возрастание закрытости недр, увеличение содержания УВ в составе водорастворенных газов и облегчение нефтей.

Повышенные концентрации метана характерны для водорастворенных газов Ухто-Ижемского вала. В северной его части, в районе Ярегского и Чибьюского нефтяных месторождений в водах с очень низкой газонасыщенностью (0,02—0,2 нм³/м³) содержание метана достигает 98%. Слабая газонасыщенность, отсутствие в растворенных газах гомологов метана, повышенные концентрации углекислого газа (4% и выше) в сочетании с пониженной минерализацией вод (<50 г/л), наличием тяжелых, сернистых, смолистых, выветрелых нефтей IV класса указывают на происходящие здесь процессы окисления и разрушения залежей. В направлении юго-восточного погружения пластов Тиманского кряжа (площади Нямедь, Западная Изкосьгора, Зеленец) воды кыновских отложений становятся высокогазонасыщенными (P_г/P_{пл} возрастает до 0,94—1), содержание углекислого газа в них незначительное, минерализация вод возрастает до 160 г/л, растет и степень метаморфизации вод. Этот район можно считать перспективным на газ, что подтверждается открытыми здесь залежами.

Таким образом, установлено (табл. 5), что на состав водорастворенных газов оказывает влияние наличие и характер продуктивности залежей (нефтяная, газоконденсатная, нефтегазовая и газовая).

Величины газовых показателей даны на основании 85 анализов газов, растворенных в водах, характеризующих лишь те районы, которые указаны в тексте. Тяжелые окисленные нефти не учитывались, так как водорастворенные газы, контактирующие с тяжелыми окисленными нефтями (на примере Ярегской, Чибьюской и других площадей), имеют иной состав (CH₄ — до 90%, ΣТУ — до 5%, P_г/P_{пл} ≈ 0).

II гидрогеологический комплекс

Растворенные газы изучены в водах комплекса, распространенного в пределах Седуяхинского выступа, Малоземельской моноклинали и Колвинского вала на севере, а также Печоро-Кожвинского мегавала и Ижма-Печорской впадины на юге бассейна.

В водорастворенных газах фаменских отложений на Седуяхинской площади преобладает азот ($>80\%$), содержание метана не превышает 19% , гомологи метана отсутствуют, величина газового фактора не превышает $0,1 \text{ нм}^3/\text{м}^3$. Такой состав газов свидетельствует о влиянии инфильтрованных вод, поступающих с Тимана. В районе Нарьян-Марской площади (Малоземельская моноклинали), так же как и в I гидрогеологическом комплексе, воды нижнефранских отложений верхнего девона имеют низкую газонасыщенность ($P_r/P_{\text{пл}} = 0,14$), а состав водорастворенных газов — метаново-азотный.

В породах фамена установлено незначительное содержание хлороформенного битумоида ($\text{ХБ} = 0,004\%$) и малый коэффициент битуминозности ($\beta = 0,25$), т. е. эти породы обладают низким потенциалом нефтеобразования. Все данные указывают на низкие перспективы Нарьян-Марского района и по II комплексу. В пределах Усинского нефтяного месторождения (южная часть Колвинского вала) состав водорастворенных газов карбонатных отложений фаменского яруса отличается повышением содержания гомологов метана (до 20% и выше) по сравнению с газами терригенных отложений девона (до $8-12\%$). Такое же значительное повышение содержания гомологов метана происходит в водах карбонатных отложений фамена и турне (до $8-12\%$) по сравнению с водами отложений живета ($3-4\%$) в Ижма-Печорской впадине на месторождениях Пашня, Западный Тэбук, Джебол, где широко распространены рифогенные известняки. Это должно быть связано с карбонатностью отложений, обогащенных сапропелевым РОВ, определяющим накопление гомологов метана как в газовой фазе РОВ от 70 до 100% (по данным Е. А. Рогозиной за 1978 г.), так, видимо, и в газах, растворенных в подземных водах. Сопоставляя состав нефтей и водорастворенных газов фаменских и турнейских отложений месторождения Пашня можно заметить повышение в нефтях (по сравнению с I гидрогеологическим комплексом) содержания серы и асфальтенов, а в водорастворенных газах — содержания углекислого газа (до $3,3\%$), что указывает на начальные процессы разрушения залежей.

В отложениях II комплекса Печоро-Кожвинского мегавала, как и в I комплексе, состав газов, растворенных в водах площадей западного и восточного борта, очень различен. В слабонасыщенных водорастворенными газами ($P_r/P_{\text{пл}} = 0,33$) водах Печоро-Кожвинской и Печорогородской площадей, расположенных в пределах восточного борта мегавала, повышено содержание атмосферного азота (до $20-28\%$). В отдельных случаях установлены повышенные концентрации аргона (до $0,13\%$). Эти газовые показатели характеризуют неблагоприятную обстановку для сохранения залежей. На южнее расположенной Аранецкой структуре условия сохранности залежей по газовым показателям улучшаются: повышается газонасыщенность вод ($P_r/P_{\text{пл}}$ до $0,75$), содержание метана достигает 90% и появляются ТУ ($1,7\%$). Совсем иной состав имеют водорастворенные газы Каменного месторождения, расположенного в западной части мегавала, отличающиеся повышенными концентрациями $\Sigma \text{ТУ}$ ($11,8\%$).

III гидрогеологический комплекс

Отложения комплекса занимают первое место по количеству открытых залежей и разнообразию характера их продуктивности (нефтяные, газовые и газоконденсатные). Анализы растворенных в воде газов характеризуют Шапкино-Юрьяхинский, Лайский, Колвинский и Макариха-Салюкинский валы в северной части бассейна; Печоро-Кожвинский мегавал. Верхнепечорскую впадину и юго-восточную часть Ижма-Печорской впадины — на юге бассейна (рис. 16). Для более полной характеристики газов этого комплекса привлечены данные по свободным и попутным газам Хорейверской и Косью-Роговской впадин, а также вала Сорокина.

По простиранию Шапкино-Юрьяхинского вала с юга на север от Верхнепечорского нефтяного до Василковского газоконденсатного месторождения вместе с изменением характера продуктивности залежей растет газонасыщенность подземных вод (до 1,8—2,2 нм³/м³) и величина $P_r/P_{пл}$ (от 0,2 до 0,92) в водоразворенных газах, повышается содержание метана (от 51,5 до 93%) и понижается содержание гомологов метана ($\Sigma TV \cdot 100/CH_4$ падает от 6,4 до 0,7) (табл. 6). Концентрация более легких метановых газов и наличие газоконденсатных и газовых залежей в северной части Шапкино-Юрьяхинского вала, более тяжелых газов и нефтей в южной его части, видимо, связано с последовательным заполнением ловушек УВ с севера на юг по принципу дифференциального улавливания [32]. Поэтому северную часть вала следует отнести к перспективной на газоконденсатные и газовые залежи, а южную — на нефтегазовые и нефтяные залежи. Аналогично Шапкино-Юрьяхинскому валу результаты анализов свободных и конденсатных газов площадей Колвинского вала дают возможность проследить значительный рост концентраций метана (от 44,7 до 93,3%) в газах газоконденсатных и газовых залежей в северном направлении (площади Ярейюская и Хыльчююская) по сравнению с южнее расположенными нефтяными залежами на Хорейверской и Возейской структурах. В том же направлении происходит резкое снижение концентраций гомологов метана в попутных газах (от 3,6 до 1,9—2,6%), а также резкое возрастание до аномально высоких концентраций CO₂ (до 36%) и H₂S (до 20%) в свободном газе Хыльчююского месторождения. Одновременно прослеживается снижение минерализации, степени метаморфизации и обогащение вод сульфатами, что указывает на разрушение залежей. Крайний север Колвинского вала, так же как и север Шапкино-Юрьяхинского вала, можно считать перспективным на газ и газоконденсат с той лишь разницей, что сохранность залежей на Колвинском валу хуже. Увеличению газоконденсатности разреза в северном направлении соответствует и увеличение степени преобразованности рассеянных битумоидов к северу от Усинской площади на Колвинском валу. Начальные процессы разрушения отмечены также в залежах Макариха-Салюкинского вала, где в попутных газах установлены повышенные концентрации CO₂ (2,3%) и обнаружен сероводород в количестве 0,2% наряду с высокой сернистостью нефтей (1,7—2,3%) и пониженной минерализацией вод (около 100 г/л).

В северном направлении от Лабаганской до Варандейской площади на территории вала Сорокина, так же как и на Макариха-Салюкинском валу, параллельно увеличению сернистости нефтей в попутных газах растет содержание CO₂ (до 2,2%) и обнаруживается H₂S, что указывает на ухудшение условий сохранности залежей.

Таблица 6

Газогидрохимические показатели фазового состояния залежей углеводородов для отложений III гидрогеологического комплекса месторождений Шапкино-Юрьянского вала

Показатель	Тип залежи		
	Нефтяная	Газоконденсатная	Нефтегазовая и газовая
CH ₄ , об. %	51,5—65,6	92,4	86,4—93
Σ ТУ, об. %	6,2—4,6	2,7	2,3—3,9
Σ ТУ · 100/CH ₄	5—6,4	0,7—0,8	0,3—8,2
P _г /P _{пл}	0,17	0,7—0,9	0,92

В пределах Косью-Роговской впадины, где разнообразен характер продуктивности залежей (Лемвинская газовая, Интинская газоконденсатная, Кочмеская нефтяная, Падимейская нефтяная), установлены свободные и попутные газы различного состава. Даже попутные газы нефтяных месторождений Кочмеского и Падимейского, а также состав их нефтей заметно различаются между собой. В газах Падимейского месторождения содержится значительно меньше метана (51,2%) и больше его гомологов (до 32%) по сравнению с газами Кочмеского месторождения, в которых концентрация метана составляет 87,5%, а Σ ТУ — 2,6%. Это различие находит объяснение, если предположить существование двух разных источников нефтеобразования на севере и на юге Косью-Роговской впадины (см. главу 3). В целом, Косью-Роговская впадина по составу газов перспективна на нефть, газ и газоконденсат.

В пределах Печоро-Кожвинского мегавала лучшие условия для сохранности залежей существуют в южной его части. С севера на юг от Печоро-Кожвинской до Аранецкой и Переборской площадей значительно повышается газонасыщенность подземных вод (величина газового фактора — 1,64 нм³/м³, P_г/P_{пл} = 0,77) и содержание (до 96%) в водорастворенных газах метана (рис. 16). Южнее, на территории Ижма-Печорской впадины, состав водорастворенных газов среднего карбона (CH₄—0,3%, азота — 42,7%, CO₂ — 57%) убеждает в интенсивной промытости разреза и его бесперспективности. Несмотря на установленную промышленную нефтеносность артинских и кунгурских отложений района Мичаю-Пашнинского вала (Пашня и Северный Савинобор), на основании состава водорастворенных газов (CH₄ — 7,5%, CO₂ — 66,2%, Ar — 0,75%) можно говорить об активно идущих здесь процессах разрушения залежей, которые были уже замечены в отложениях фамена (II гидрогеологический комплекс).

Таким образом, на основании газового состава вод установлено, что зона свободного водообмена в отложениях III гидрогеологического комплекса прослеживается до зоны сочленения Ижма-Печорской впадины с Предуральским прогибом. В южной части переходной зоны от платформы к прогибу (Тыбьюская площадь) в составе водорастворенных газов повышается содержание метана до 38,8% и содержание гомологов метана — до 5,8%, что указывает на более благоприятные условия для сохранения залежей УВ. В водорастворенных газах глубокопогруженных отложений Предуральского прогиба (Вуктыльское газоконденсатное месторождение, площади Рассохинская и Курьинская) появляется значительное количество

метана и его гомологов ($\text{CH}_4 = 75 \div 87\%$, $\Sigma \text{TУ} = 6-21,1\%$). Максимальным содержанием $\Sigma \text{TУ}$ отличаются водорастворенные газы визейских отложений (до 21,1%) площади Вуктыл, в водорастворенных газах артинско-кунгурских отложений этой же площади $\Sigma \text{TУ}$ ниже (11,8%) и еще ниже (6%) оно на площадях Рассохинской и Курьинской. Газонасыщенность этих вод меняется в широких пределах (величина газового фактора 1,11—2,40 $\text{нм}^3/\text{м}^3$; $P_r/P_{\text{пл}} = 0,33-0,83$).

Итак, судя по составу изученных газов III комплекса с учетом неравномерного распределения данных по всему бассейну, наиболее благоприятные условия для сохранности залежей УВ в южной части бассейна намечаются для Верхнепечорской впадины и зоны сочленения Ижма-Печорской впадины с Предуральским прогибом, а в северной части бассейна — для южных участков Шапкино-Юрьянского, Лайского, Колвинского валов и вала Сорокина, а также Косью-Роговской впадины.

IV гидрогеологический комплекс

В отложениях комплекса газовые и газоконденсатные залежи встречаются в пределах Шапкино-Юрьянского и Лайского валов, а нефтяные — в пределах вала Сорокина, Печоро-Кожвинского мегавала и Ижма-Печорской впадины. В северном направлении от Шапкино-Юрьянского вала (севернее Верхнегубешорского газового месторождения) в водорастворенных газах IV комплекса аналогично III комплексу вместе с ростом газонасыщенности изменяется и состав газов. Газовый фактор меняется от 0,35 до 1,31 $\text{нм}^3/\text{м}^3$, $P_r/P_{\text{пл}}$ — от 0,24 до 0,9, содержание метана — от 70,5 до 96,5%, $\Sigma \text{TУ}$ — от 3—5 до 0,1—1%, CO_2 — от 0,28 до 0,53%. Эти показатели состава растворенных газов свидетельствуют о вполне благоприятных условиях для сохранности газовых залежей в северной части вала.

Сходство газового состава в отложениях III и IV комплексов Лайского вала (площадь Лая-Вож) позволило также прогнозировать газоконденсатные залежи в отложениях IV комплекса. Этот прогноз, высказанный еще в 1979 г., подтвердился недавним открытием здесь в отложениях нижнего триаса газоконденсатной залежи.

Попутные газы отложений нижнего триаса вала Сорокина (нефтяные месторождения Варандейское и Торавейское) характеризуются азотно-метановым составом.

Воды верхнепермских отложений Печоро-Кожвинского мегавала (Печорогородская и Печоро-Кожвинская площади) имеют достаточно высокую газонасыщенность ($P_r/P_{\text{пл}} = 0,4 \div 0,7$) и близкий углеводородный состав растворенных в них газов ($\text{CH}_4 = 75-96\%$, $\Sigma \text{TУ} = 0,3-1,2\%$). Величина газонасыщенности вод и содержание УВ в этих газах выше, чем в водах из отложений нижней перми. По мнению А. Я. Кремса [26], это могло произойти в результате миграции вод с растворенными газами непосредственно в верхнепермские отложения, минуя отложения визейского яруса и нижней перми, из-за отсутствия хороших покрышек в этих отложениях. И лишь в пределах Ижма-Печорской впадины, несмотря на существование нефтяных месторождений, отложения IV комплекса находятся в зоне более или менее свободного водообмена, о чем свидетельствуют гидрохимические данные, а также низкая газонасыщенность вод, низкое

содержание в водорастворенных газах УВ и, наоборот, повышенные концентрации азота, углекислого газа и аргона.

Таким образом, газовые показатели могут быть надежно использованы как показатели наличия и сохранности залежей УВ и фазового их разделения.

* * *

На основании комплексного изучения состава водорастворенных, свободных и попутных газов с привлечением состава нефтей и РОВ пород были выделены зоны, благоприятные для нефте- и газоаккумуляции и дано раздельное прогнозирование на нефть, газ и газоконденсат в пределах Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна.

1. В пределах I гидрогеологического комплекса на Колвинском и Макариха-Салюкинском валах следует ожидать открытия преимущественно нефтяных залежей, лишь в северной части Колвинского вала — газоконденсатных и залежей легких нефтей. На территории Косью-Роговской впадины, в северной части Шапкино-Юрьяхинского и Лайского валов, а также в Джебольшком районе и на его южном погружении к Предуральскому прогибу могут быть открыты газовые и газоконденсатные залежи; на западном борту Печоро-Кожвинского мегавала — залежи нефти, газа и газоконденсата.

2. В пределах III гидрогеологического комплекса отложений, в северной части Шапкино-Юрьяхинского вала, на крайнем севере Колвинского вала и в Верхнепечорской впадине, следует ожидать открытия преимущественно газовых и газоконденсатных залежей; в южной части Лайского вала — нефтяных и нефтегазовых залежей и в Косью-Роговской впадине — нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей.

ГЛАВА 8

ТЕПЛОВОЕ ПОЛЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн остается одной из малоисследованных в геотермическом отношении территорий европейской части СССР. Первая сводка данных о геотермических условиях этого региона была представлена в известной монографии Д. И. Дьяконова (1958 г.), где сделан вывод о тесной связи между геотермическим градиентом и литолого-физическими свойствами пород осадочного чехла. В дальнейшем Г. П. Волобуев (1965 г.) провел измерения теплопроводности пород по нескольким площадям Ижма-Печорской впадины и установил сравнительно большой разброс величин плотности теплового потока — от 0,89 до 1,41 мккал/см²с.

Начиная с 70-х годов термометрические наблюдения на территории бассейна выполнялись исследовательскими бригадами УТГУ. Результаты этих наблюдений легли в основу карт распространения температуры на различных срезах [41].

Геотермическая зональность бассейна в связи с размещением залежей УВ рассматривалась В. Ф. Ерофеевым (1973 г.). Распределение

температур на поверхности его консолидированного основания представлено на Геотермической карте СССР масштаба 1 : 5 000 000 (1972 г.).

В основу геотермических построений положены данные термометрических наблюдений, выполненных с помощью легкого оборудования на площадях Ярега, Ухта, Западный Тэбук и Верхняя Омра. Кроме того, использовались данные термокаротажа, проведенного в скважинах, с временем выстойки от 1,5 месяца до 1 года. Определение теплофизических свойств пород осадочного чехла выполнено по 140 образцам керна из скважин южной и центральной частей Печорской впадины. Эти данные использованы для расчетов теплового потока и при анализе распределения теплового поля.

Ввиду сложного и частого переслаивания литолого-петрографических разностей горных пород тепловой поток вычислялся как произведение средней теплопроводности и средневзвешенного геотермического градиента по скважинам. Для основных литолого-стратиграфических комплексов вычислялись средние значения теплопроводности, которые после литолого-фациального анализа использовались для расчета теплового потока на тех участках, где определения теплопроводности не проводились. Погрешность данных в этих случаях будет выше, и с целью объективной оценки установлены три класса их точности.

Результаты определений теплового потока на территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна частично опубликованы Я. Б. Смирновым и его соавторами, что позволяет избежать описания методики определения теплофизических свойств горных пород.

Рассмотрим кратко результаты теплофизических измерений в связи с литологическим составом и фациальной изменчивостью пород основных структурных этажей Печорской впадины, что необходимо для корреляции геотермических наблюдений.

По единичным определениям теплопроводность пород фундамента (выветрелые метаморфические сланцы) составила 5,2—5,84¹. Высокой оказалась теплопроводность песчаников и алевролитов ордовикского и силурийского возраста — от 5,02 до 8, в среднем 7,25. В отложениях эйфельско-турнейского возраста в связи с их фациальной неоднородностью распределение теплопроводности пород более сложное. Здесь выделяются две основные фациальные зоны этих отложений: западная и восточная, отвечающие приблизительно Ижма-Печорской и Верхнепечорской впадинам. В западной зоне развиты мелководные фашии и наблюдаются частые перерывы (общая мощность разреза 750 м). В восточной зоне преобладают тонкослоистые, иногда битуминозные глубоководные отложения (мощность до 1500 м). В эйфельско-турнейских отложениях определения теплопроводности проведены в песчано-глинистой, глинисто-карбонатной битуминозной и глинисто-карбонатной формациях (табл. 7).

В достаточно однородной карбонатной формации визейско-артинских отложений теплопроводность изменяется в пределах 5,3—8,4, среднее значение составляет 6,2. Теплопроводность верхнепермских терригенных отложений колеблется от 3,83 до 5,18, в среднем 4,65.

Методика обработки термометрических данных и расчеты геотермических параметров сводятся к следующему. В конкретных гидрогеологических

¹ Здесь и ниже теплопроводность приводится в 10^{-3} кал/см · с °С.

Таблица 7

Теплопроводность пород эйфельско-турнейских отложений

Порода	Теплопроводность					
	Западная зона			Восточная зона		
Песчано-глинистая	3,84	6,57	4,55	5,76	9,84	6,8
Глинисто-карбонатная битуминозная	4,06	6,67	4,85	—	—	4,85
Глинисто-карбонатная	3,5	5,99	4,4	4,13	6,80	5,1

Примечание. Для каждой зоны приводятся три значения теплопроводности: минимальное, максимальное и среднее.

комплексах рассчитывались величины частных значений геотермического градиента ($\text{grad } T$) методом наименьших квадратов по формуле

$$T = T_0 + H \text{ grad } T$$

где H — глубина залегания подошвы гидрогеологического комплекса, на которой установлена температура T ; T_0 — постоянная, равная величине температуры, экстраполированной до уровня поверхности земли.

Прогноз температур на глубины, лежащие за пределами интервала исследований, осуществлялся с помощью экстраполяции. Геотермический градиент в интервале экстраполяции определялся из соотношения $\text{grad } T = q/\lambda$, где q — величина теплового потока, λ — коэффициент теплопроводности пород.

Характеристики распределения геотермического градиента в пределах Тимано-Печорского бассейна получены путем анализа однородных выборочных множеств, каждое из которых соответствует определенному тектоническому элементу. Оценки среднего значения геотермического градиента в однородных тектонических зонах производилась по формуле

$$\text{grad } T_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^n \text{grad } T_i / n \pm S / \sqrt{n},$$

где n — объем выборки.

Оценка стандартного отклонения вычислялась по формуле

$$S = \sqrt{\sum_{i=1}^n (\text{grad } T_i - \text{grad } \bar{T})^2 / (n-1) \pm S \sqrt{2n}},$$

где S/\sqrt{n} и $S\sqrt{2n}$ — соответственно мера точности этих оценок.

Результаты статистической обработки термометрических данных дали возможность сопоставить фоновые значения геотермических градиентов в каждом из гидрогеологических комплексов бассейна и выявить аномалии в пределах конкретных тектонических элементов (табл. 8).

Характерные термограммы по скважинам Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна приведены на рис. 17. В верхних 400—600-х метров разреза (этот интервал в первом приближении соответствует в различных районах стратиграфическому диапазону IV—VI гидрогеологических комплексов) в южных районах установлены низкие градиенты температур,

Таблица 8

Распределение геотермического градиента в гидрогеологических комплексах Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна

Тектоническая структура	Число наблюдений	Значение геотермического градиента, °С/100 м			
		минимальное	максимальное	среднее	стандартное отклонение
I гидрогеологический комплекс *					
Тиманская антеклиз	2	4,43	4,57	4,5	—
Ижма-Печорская впадина	16	2,16	5,57	3,54	1,17
Валы Денисовской впадины	7	2,03	2,77	2,53	—
Хорейверская впадина	3	2,03	3,3	2,54	—
II гидрогеологический комплекс					
Тиманская антеклиз	3	2,24	4,43	3,62	—
Ижма-Печорская впадина	30	2,06	4,28	3,19	0,79
Печоро-Кожвинский мегавал	4	2,33	2,44	2,4	—
Валы Денисовской впадины	7	1,69	2,36	2,07	—
Хорейверская впадина	2	2,22	2,42	2,32	—
III гидрогеологический комплекс					
Ижма-Печорская впадина	25	1,33	3	2	0,44
Печоро-Кожвинский мегавал	7	1,13	2,43	1,8	—
Валы Денисовской впадины	13	1,64	3,47	2,47	—
Верхнепечорская впадина	4	2,08	2,68	2,29	—
IV гидрогеологический комплекс					
Ижма-Печорская впадина	29	1,43	3,1	2,07	0,44
Печоро-Кожвинский мегавал	6	1,23	1,4	1,32	—
Верхнепечорская впадина	5	1,52	1,88	1,67	—
Валы Денисовской впадины	19	1,63	3,11	2,39	—

* Комплекс повсюду вскрыт не на полную мощность.

изменяющиеся от 1,5 до 2 °С/100 м. Незначительные положительные аномалии градиентов (до 2,5—3 °С/100 м) установлены на площадях Западный Тэбук и Большая Пера.

В северных районах (гряда Сорокина, Лайский и Шапкино-Юрьянский валы) на термограммах, полученных при неустановившемся тепловом режиме, в этом же интервале глубин отмечены безградиентные участки, прямо свидетельствующие о существовании здесь криолитозоны. Мощность многолетнемерзлых горных пород в северных и северо-восточных районах достигает 300—600 м. К югу, на широте р. Инта, мерзлота в этих породах деградирует, приобретает прерывистое и островное строение, а мощность мерзлотной зоны составляет 10—30 м. Несмотря на то что южнее р. Инта мерзлота в породах отсутствовала, общее снижение радиационного баланса вызвало снижение температур в верхней части разреза и на юге бассейна.

По данным криологических исследований [44, 54], развитие криолитозоны началось в плейстоцене, когда вся территория блока Большеземельской тундры, за исключением отдельных вершин Тимана и Пайхоя, представляла собой морской бассейн. Промерзание пород началось на окраинах бассейна и по мере регрессии моря продвигалось последовательно в северном направлении. Размеры криолитозоны и интенсивность охлаждения пород достигли максимума в верхнем плейстоцене.

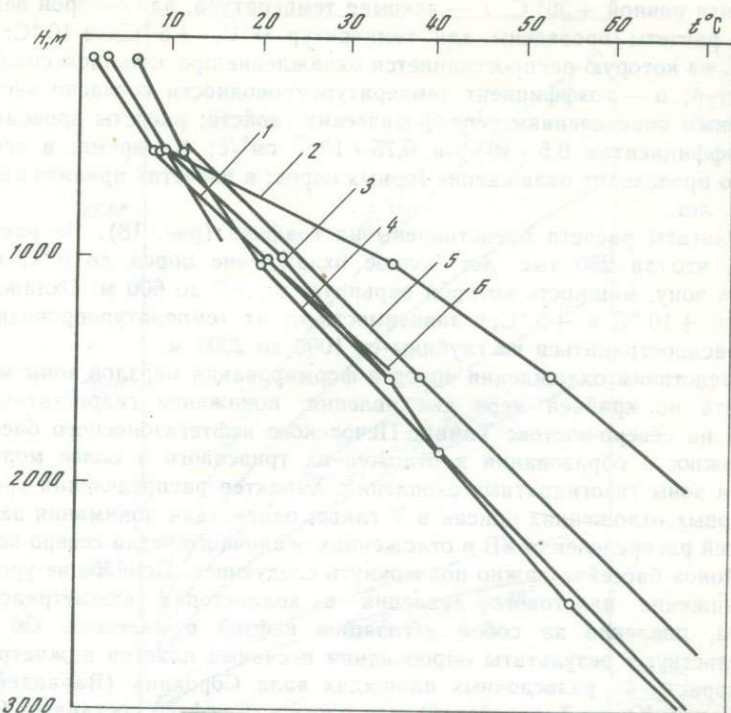


Рис. 17. Характерные термограммы для северной части Тимано-Печорского нефтегазового бассейна

Площади: 1 — Седюхинская, 2 — Мутно-Материковая, 3 — Возейская, 4 — Лая-Вожская, 5 — Нарьян-Марская, 6 — Василковская

В эпоху потепления в голоцене северная граница деградации криогенной толщи продвинулась до 67° с. ш. В более северных частях бассейна потепление климата сказалось только на повышении температуры внутри этой толщи.

Представляет интерес, хотя бы в первом приближении, оценить мощность палеокриолитозоны в период максимального развития процессов промерзания на территории Тимано-Печорского бассейна. Для этого решалась задача об охлаждении полуограниченного тела [32], температура которого имеет определенное значение, заданное функцией $f(x)$, т. е. $T(x, 0) = f(x)$. В начальный момент времени поверхность тела принимает температуру T_c , которая поддерживается затем постоянной в течение процесса теплообмена. Конечная цель — нахождение распределения температуры в полуограниченном теле в любой момент времени. Решение данной задачи записывается в виде:

$$(T - T_c) / T_0 - T_c = \operatorname{erf}(x / 2\sqrt{at}).$$

В приложении к конкретной задаче параметры, входящие в формулу, означают: T_c — температура мерзлоты на ее начальной поверхности, согласно геокриологическим данным, принята равной — 5 °C; T_0 — начальная температура охлаждающейся зоны, т. е. средняя температура горных пород, залегающих ниже слоя многолетнемерзлых горных пород; в расчете

T_0 принята равной $+30^\circ\text{C}$; T — искомая температура, для которой ведется расчет; расчеты проведены для температур 0°C , $+5^\circ\text{C}$, $+10^\circ\text{C}$; x — глубина, на которую распространяется охлаждение при заданном снижении температур; a — коэффициент температуропроводности согласно экспериментальным определениям теплофизических свойств; расчеты проводились при коэффициентах $0,5 \cdot 10^{-2}$ и $0,75 \cdot 10^{-2}$ $\text{см}^2/\text{с}$; t — время, в течение которого происходит охлаждение горных пород; в расчетах принято равным 250 тыс. лет.

Результаты расчета представлены на графике (рис. 18). Из расчетов следует, что за 250 тыс. лет полное охлаждение пород до 0°C могло охватить зону, мощность которой варьирует от 500 до 600 м. Охлаждение пород до $+10^\circ\text{C}$ и $+5^\circ\text{C}$, в зависимости от их температуропроводности, могло распространиться на глубины от 1000 до 2000 м.

Последствиям охлаждения пород и формирования мерзлой зоны можно приписать по крайней мере два явления: понижение гидростатических уровней на северо-востоке Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна и возможность образования в отложениях триасового и более молодого возраста зоны газогидратных скоплений. Характер распределения уровней в триасовых отложениях описан в V главе; однако для понимания закономерностей распределения УВ в отложениях осадочного чехла северо-восточных районов бассейна важно подчеркнуть следующее. Понижение уровней, т. е. снижение пластового давления в коллекторах нижнетриасового возраста, повлекло за собой дегазацию нефтей в залежах. Об этом свидетельствуют результаты опробования песчаных пластов нижнетриасового возраста на разведочных площадях вала Сорокина (Варандейской, Таравейской, Южно-Таравейской), где плотность нефтей составляет $0,95$ — $0,99$ $\text{г}/\text{см}^3$.

Толща многолетнемерзлых горных пород рассматривается рядом исследователей как экран, предотвращающий диссипацию газовых скоплений. Однако газовых горизонтов над залежами тяжелых нефтей не встречено. Это обстоятельство наводит на мысль о том, что в северо-восточных районах бассейна (северная оконечность Хорейверской впадины, вал Сорокина, Коротайхинская впадина) могла сформироваться газогидратная зона (С. И. Сергиенко, В. И. Майдак, 1982 г.). Поскольку важнейшими факторами гидратообразования являются температура и давление, то их совместное влияние выражается кривыми равновесия в P — T -координатах для газов различного удельного веса [37]. По такому графику, совмещенному с геотермограммами района вала Сорокина проведена предварительная оценка глубин, в пределах которых возможно нахождение газа в гидратной форме. Результаты сопоставлений показали, что в районе вала Сорокина, в Коротайхинской и на севере Хорейверской впадин, предельная глубина зоны гидратообразования составляет 1250—1300 м.

Для надежного определения мощности зоны гидратообразования и оценки их запасов необходимо выполнить на территории Тимано-Печорского бассейна качественные термометрические исследования, а также разработать методику интерпретации промыслово-геофизических данных в зоне многолетнемерзлых горных пород и гидратообразования.

Для зоны положительных температур составлена серия карт распределения частных геотермических градиентов в I—IV гидрогеологических комплексах и температур на срезях 1000, 2000 и 3000 м по методике, описанной выше. Две из этих карт приведены нами (рис. 19, 20, см. вкл.).

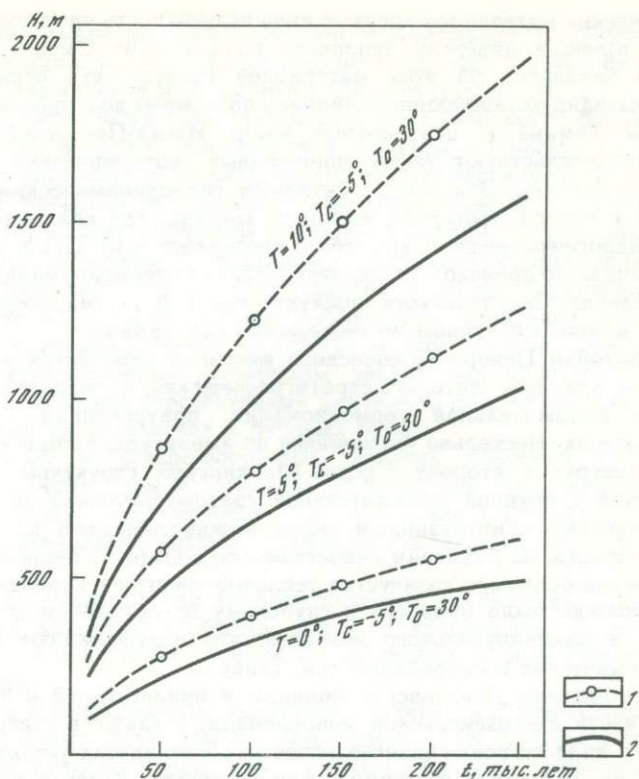


Рис. 18. График глубины охлаждения пород во времени при разных коэффициентах теплопроводности

1 — $0,5 \cdot 10^{-2} \text{ см}^2/\text{с}$; 2 — $0,75 \cdot 10^{-2} \text{ см}^2/\text{с}$

К особенностям теплового поля следует отнести повсеместную унаследованность термических аномалий в отложениях палеозойского возраста. Это обстоятельство свидетельствует в первую очередь об очень слабом либо локальном влиянии современной динамики подземных вод на процессы формирования теплового поля, что возможно в условиях чрезвычайно замедленного латерального движения вод.

В пределах Ижма-Печорской впадины положительные термоаномалии установлены на площадях Большая Пера, Джебол, Лемью-Ирайоль. Предполагается, что формирование этих аномалий связано с присутствием в составе фундамента [10] интрузивных тел типа батолитов. Однако механизм образования аномалий остается неясным, даже если предположить, что проявления вулканизма имели место в верхнедевонское время, так как остаются непонятными причины столь длительного их существования.

Обращает на себя внимание большая по амплитуде отрицательная геотермическая аномалия в пределах Омра-Сойвинского структурного поднятия. По сравнению с температурным фоном, характерным для I гидрогеологического комплекса ($\text{град } T = 3,81 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ м}$), амплитуда отрицательной аномалии здесь составляет около $1,5 \text{ }^\circ\text{C}/100 \text{ м}$.

Комплексная интерпретация гидрогеологических, гидродинамических

и геотермических материалов впервые дала возможность удовлетворительно объяснить причину инверсии теплового поля в зоне Омра-Сойвинского гранитного батолита. Из этих материалов следует, что отрицательная аномалия вызвана охлаждающим влиянием подземных вод, продвигающихся со стороны Тимана к центральной части Ижма-Печорской впадины. Об этом свидетельствуют также пониженные геотермические градиенты на площади Зеленец. Эта зона с активным гидродинамическим режимом ограничена с севера изотермой площади Нямець, где градиент температуры в I гидрогеологическом комплексе составляет $4,43\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

Аналогичная по происхождению отрицательная термоаномалия фиксируется в пределах Седухинского выступа, где I и II гидрогеологические комплексы малоперспективны по геотермическим данным.

На территории Печоро-Кожвинского мегавала отмечается «сквозная», характерная для всех литолого-стратиграфических и гидрогеологических комплексов положительная термоаномалия, приуроченная к площади Мутный Материк. Несколько уменьшаясь по амплитуде, аномалия протягивается к северу, в сторону Средне-Шапкинской структуры. Аномалия ассоциируется с крупной положительной гравиметрической аномалией и, вероятно, связана с интрузивным телом нижнедевонского или среднедевонского возраста, по размерам сопоставимого с Омра-Сойвинским батолитом. Выделение большого количества тепловой энергии в период остывания интрузии должно было привести к глубокому преобразованию ОВ пород девонского и каменноугольного возраста, что подтверждают материалы палеогеотермических исследований (см. главу 5).

На северо-западе Денисовской впадины и прилегающей к ней северо-восточной части Малоземельской моноклинали, а также в северной части Колвинского вала во всех гидрогеологических комплексах устанавливается небольшая по амплитуде геотермическая аномалия. Здесь в направлении с юга на север происходит рост геотермического градиента от 2 до $3\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и плавное возрастание температур от площади к площади (см. рис. 17). В обратном направлении происходит смена газовых и газоконденсатных месторождений нефтяными. Все газовые и газоконденсатные месторождения находятся в зоне относительно повышенных температур и градиентов, а нефтяные — пониженных.

Малая контрастность термоаномалий и плавное изменение температур от площади к площади наводит на мысль о том, что аномалии обусловлены гидродинамическим фактором. Движение вод происходит (либо происходило, поскольку аномалии распространяются до I гидрогеологического комплекса) в направлении с севера на юг. В качестве одного из возможных вариантов объяснения этого явления можно принять процесс движения отжимающихся вод при уплотнении осадков, захороненных под акваторией Печорского моря. Определенным подтверждением высказанного предположения являются выводы И. Б. Кулибакиной и ее соавторов [30], считающих, что направление миграции УВ в пределах вала Денисовской впадины происходило с северо-запада на юго-восток. Учитывая все вышеизложенное, можно ожидать газовых либо газоконденсатных скоплений на продолжении валов в пределах акватории.

Тепловое поле Хорейверской впадины (исключая Макарихино-Салюкинский вал) охарактеризовано термометрическими материалами только по одной скважине. Оказалось неожиданным, что в центре этой отрицательной структуры была установлена в осадочном чехле «сквозная» поло-

жительная, весьма контрастная геотермическая аномалия. На глубине 3000 м температура составляет 90 °С и превосходит ее значения на тех же глубинах в пределах Салюкинской и Макарихинской структур на 20—25 °С.

Согласно современным представлениям о закономерностях формирования теплового поля, в центре Хорейверской впадины следовало бы ожидать проявления отрицательной термоаномалии за счет нестационарности теплового поля в процессе осадконакопления. Как известно, положительные термические аномалии сопряжены с зонами поднятий. Естественно, только по термометрическим единичным данным трудно судить однозначно о вероятности существования погребенного поднятия в центре Хорейверской впадины. Гравиметрические материалы указывают на небольшие положительные аномалии неопределенных очертаний в этом районе. Тем не менее полученные геотермические материалы заставляют обратить внимание на указанный район как перспективный для поиска положительных структур при проведении геофизических и буровых работ.

В восточных и северо-восточных районах бассейна практически отсутствуют данные термометрических наблюдений. Ряд некачественных замеров температур, выполненных в районах вала Сорокина и на гряде Чернышева, указывает на низкую напряженность теплового поля осадочного чехла.

Подводя итог результатам термометрических наблюдений, укажем, что повышение их качества и объема может в дальнейшем сыграть положительную роль при оценке перспектив нефтегазоносности Тимано-Печорского бассейна.

По данным о неискаженных значениях градиентов и определений теплопроводности горных пород были также рассчитаны величины теплового потока по 28 пунктам территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (табл. 9).

Распределение пунктов наблюдения неравномерно. Наибольшее их число расположено в Ижма-Печорской впадине, северная часть бассейна охарактеризована лишь единичными наблюдениями. Несмотря на сравнительно небольшое число определений, все же удалось выявить определенные тенденции в распределении теплового потока в связи с тектоникой Печорской экзагональной впадины.

Максимальные величины теплового потока (1,50—1,70 мккал/см · с) приурочены к зоне ступенчатого погружения восточного склона Тимана, причем влияние теплового поля этой структуры распространяется гораздо шире ее морфологических проявлений. Результатом такого процесса является повышение теплового потока на площадях Северная Мыльва и Нямедь. Высокие значения теплового потока отчасти могут быть связаны с искажением теплового поля мелкоблоковой структурой фундамента. Вместе с тем высокие значения теплового потока в области байкальской складчатости необходимо объяснить, несмотря на то, что в пределах Тимана отмечаются довольно мощные проявления среднедевонского вулканизма.

Однако, даже если принять величину теплового потока этой структуры, соответствующей герцинскому этапу складчатости, все же остаются неясности в формировании столь высоких для этих областей его значений. Поэтому в дальнейшем необходимо провести моделирование стационарных геотемпературных полей для количественной оценки величины искажений теплового потока в поверхностных условиях.

Таблица 9

Тепловой поток в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне

Тектоническая структура	Число определений	Значение теплового потока, мккал/см ² · с		
		мин.	макс.	среднее
Предтиманский прогиб	2	1	1,3	1,15
Тиманская антеклиз	3	1,6	1,7	1,67
Ижма-Печорская впадина	15	1,1	1,5	1,31
Печоро-Кожвинский мегавал	2	0,8	1,06	0,93
Колвинский вал	3	1	1,2	1,1
Верхнепечорская впадина	3	0,9	1,12	1

Примечание. См. примечание к табл. 7.

Весьма неопределенной остается интерпретация геотермических материалов в пределах Мичаю-Пашнинской антиклинальной зоны. Здесь получены попарно равные значения теплового потока для площадей Мичаю и Северный Савинобор (1,4 мккал/см²с), Пашня и Савинобор (1,1 мккал/см²с). Предположительные причины этого явления обсуждались при анализе геотермического градиента.

Полоса сравнительно пониженных значений теплового потока протягивается через Верхнепечорскую впадину в направлении Печоро-Кожвинского мегавала. Здесь величины теплового потока изменяются от 0,8 до 1,12 мккал/см²с. Однако необходимо при этом отметить пониженную точность оценок теплового потока, поскольку почти все измерения относятся ко второму и третьему классам.

Среднее значение теплового потока для Печорской эксагональной впадины оказалось равным 1,25 мккал/см²с и совпало со средними величинами для Прикаспийской и Североморской впадин. Следовательно, крупнейшие синеклизы углов платформ на рифейском основании характеризуются специфическими величинами глубинного теплового потока, отличающимися их от более древних структур (около 1 мккал/см²с) Восточно-Европейской платформы.

В Ижма-Печорской впадине¹ величины теплового потока варьируют от 1,12 до 1,41 мккал/см²с.

Во всех случаях повышенные значения теплового потока (1,35 мккал/см²с и более) связаны с гранитными интрузиями, как это имеет место на площадях Джьер и Западный Тэбук. Одновременно на площади Нижняя Омра рассчитанное с поправкой на влияние гидрогеологических условий значение теплового потока будет на 15—25% выше рассчитанного без поправки, что составит 1,4—1,5 мккал/см²с и также отразит влияние Омра-Сойвинской гранитной интрузии. Материалы о тепловом потоке подтверждают предположения Б. Я. Вассермана (1968 г.) о том, что в составе фундамента на структурах Лемью-Ирайоль и Лузской есть тела типа батолитов.

¹ Площади Северная Мылва и Нямедь не учитываются.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО КОМПЛЕКСУ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ДАННЫХ

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Гидрогеологические критерии нефтегазоносности разделяются на региональные и локальные, прямые и косвенные, характеризующие условия формирования залежей, их сохранение или наличие скопленных УВ и их фазовое состояние (нефть, газ, газоконденсат). Дальнейшее разделение критериев ведется по методикам исследования: палеогидрогеологическим (палеогидродинамические, палеогидрохимические, палеогеотермические), современным гидродинамическим, гидрохимическим, гидротермическим и более подробно — по составу отдельных групп компонентов пластовых вод: ионно-солевых, микрокомпонентов (включая радиоактивные), растворенных ОБ и газов, а также по изотопному составу водорода. В число гидрогеологических критериев включают и такие физические параметры, как газонасыщенность, давление насыщения растворенных газов, дефицит упругости и т. д.

Гидрогеологические критерии нефтегазоносности, рассматриваемые в настоящей главе, могут быть разделены на три группы: критерии условий формирования залежей нефти и газа, критерии условий их существования, благоприятных или неблагоприятных для их сохранения, и критерии наличия и фазового состояния залежей УВ, их син- или эпигенетичности по отношению к вмещающим отложениям (первичности или вторичности).

Первые две группы относятся к категории региональных и в значительной мере косвенных критериев, поскольку благоприятные условия для формирования и скопления УВ, существующие в данном гидрогеологическом районе и комплексе, еще ничего не говорят о реальном наличии залежей. Третья группа критериев может быть отнесена к категории локальных, и в нее входят не только косвенные, но и прямые критерии наличия залежей УВ. Однако это деление несколько искусственно, так как критерии фазового состояния, например, могут быть использованы в региональном и в локальном плане, а критерии условий формирования и сохранения залежей, напротив, могут помочь при прогнозе продуктивности локальной структуры.

Учитывая некоторую условность такой классификации, остановимся кратко на характеристике каждой из групп критериев. Прежде всего следует упомянуть об общегидрогеологических критериях, определяемых геологической характеристикой осадочного выполнения бассейна. Это — наличие водонапорной системы, состоящей из комплексов терригенных и карбонатных коллекторов, разобщаемых региональными водоупорными толщами (глина, гипсы—ангидриты, соли). Это та основа, на которой строится весь последующий анализ и прежде всего изучение гидрогеологической истории каждого гидрогеологического комплекса, состоящего из водоносного коллектора и перекрывающего его водоупора.

Реконструкция палеогидродинамических условий позволяет определить местоположение и характер области питания, транзита и разгрузки пластовых вод на различных этапах геологической истории. Наибольший

интерес представляет установление основных областей питания и создания напоров элизионных вод, т. е. депрессионных зон максимального осадко-накопления, которые во времени могли формироваться в разных частях изучаемого бассейна, определяя тем самым различия в направлениях перемещения элизионных вод и углеводородных флюидов к местам аккумуляции УВ в залежи. В главе 4 описываются три такие основные области, возникшие в разное время в пределах Печоро-Кожвинского авлакогена, в Предуральском прогибе и в границах Печорского моря.

Другие палеогидродинамические критерии — глубина погружения отложений, поставлявших элизионные воды, и темп их уплотнения. Знание глубины погружения с учетом температурных условий, типа рассеянного ОВ и степени его катагенетической преобразованности позволяет прогнозировать характер газовых, конденсатных или нефтяных залежей, а от темпа уплотнения зависит степень преобразованности нефтей: при быстром темпе формируются залежи малообразованных поликомпонентных нефтей и метановых газов, при медленном — залежи глубокообразованных алкановых нефтей. О многом также говорят соотношения объемов отжатых вод различных комплексов, различия во времени конечного уплотнения пластичных пород в пределах разных структурных элементов: они определяют время и основные направления миграции подземных флюидов и по площади и по вертикали разреза, а также основные зоны и очаги их палео-разгрузки.

Весьма информативны палеогидрохимические и палеотемпературные критерии. Определение солености вод древних бассейнов (палеоминерализации) позволяет судить о характере водоема, о типе захоронявшегося ОВ — продукта разложения морского планктона или наземной растительности. Особенно интересны такие критерии, как величины перепадов палеоминерализаций (ППМ) и палеотемператур (ППТ) во времени. Опыт показал, что в зонах максимальных величин этих критериев располагаются газоконденсатные залежи, в зонах минимальных величин — газовые, промежуточным значениям соответствуют зоны распространения нефтей. Это относится к первичным (сингенетичным) залежам. Нарушение такой закономерности, т. е. несоответствие найденных величин ППМ и ППТ характеру известных залежей указывает на их вторичный характер. Унаследованность палеогидрохимических зон разных комплексов повышает значимость прогнозных выводов для каждой зоны.

Таким образом, палеогидрогеологические критерии в основном характеризуют условия формирования залежей УВ разного состава. Современные гидрогеологические условия в основном служат критерием сохранения образовавшихся залежей УВ от разрушающего действия поверхностных флюидов. Так, гидродинамические критерии указывают на тип гидродинамического режима, на глубину проникновения в изученные комплексы разрушительных инфильтрационных вод. Напорные градиенты характеризуют степень застойности седиментогенных вод. Выявление литолого-гидравлических и тектоно-гидравлических барьеров в пределах пласта и по разрезу, изучение соотношений пьезомаксимумов и пьезоминимумов (гидродинамических аномалий разного знака) в различных геологических комплексах позволяют прогнозировать возможное местоположение основных зон нефтегазонакопления УВ, а иногда и отдельных крупных залежей. Наиболее многочисленны гидрохимические критерии, начиная с минерализации, типа вод (по В. А. Сулину), степени их метаморфизации и кончая гидрохи-

мическими аномалиями, выявленными по ионно-солевому составу, микроэлементам, растворенным ОБ и газам. Каждая из этих групп критериев несет определенную информацию. Минерализация, тип вод, степень их метаморфизации (по Na/Cl^- , $(\text{Cl}^- - \text{Na})/\text{Mg}^{2+}$, Na/Ca) являются критериями гидрогеологической закрытости недр. Они характеризуют сообщаемость отдельных гидрогеологических комплексов друг с другом и с поверхностью, а также позволяют выявить промежуточную зону между нижней и верхней зонами водообмена, в которой начинаются (подзона А) или активизируются (подзона Б) процессы разрушения залежей УВ. Изменение минерализации вблизи залежей может нарастать в застойной зоне, сопровождающей залежи нефти, или уменьшаться вплоть до появления пресных конденсационных вод вблизи залежей газа и газоконденсата.

Важным критерием являются сульфаты, а также дефицит насыщения вод сульфатами — коэффициент $\text{SO}_4/\text{Cl} \cdot 100$. Величина этого коэффициента падает, а дефицит насыщения растет по мере приближения к залежам УВ, сопровождаемая появлением H_2S в составе газовой фазы вод в результате процессов редукции сульфатов в приконтурной зоне залежей.

Гидрохимические аномалии, выделяемые по минерализации и ионно-солевому составу, на гидрохимическом фоне, присущем данному комплексу, указывают на участки разгрузки вод нижних комплексов в верхние, а также позволяют судить о верхней границе возможной нефтегазоносности разреза.

Микрокомпоненты (йод, бром, бор, стронций, радий и различные металлы) и их соотношения с минерализацией, типом вод и глубиной — это критерии, служащие не только для корреляции водоносных горизонтов, но и для обнаружения зон и очагов разгрузки, а также для оценки гидрогеологической закрытости недр. В последние годы выяснилась возможность использовать некоторые соотношения микроэлементов, в частности такие известные коэффициенты как Cl/Br , $\text{Br} \cdot 100/\text{H}$, Br/I для прогноза фазового состояния залежей и определения их первичного или вторичного происхождения (см. главу 7).

Особое значение в качестве наиболее прямых гидрохимических критериев нефтегазоносности имеют, как известно, растворенные ОБ и газы. Высокие концентрации ВРОВ и их компонентов в пластовых водах — надежный критерий нефтегазоносности не только в региональном, но и в локальном плане, поскольку концентрации растворенных битуменов, их доля в составе ВРОВ, а также содержание групповых и индивидуальных их компонентов растут по мере приближения к контуру нефтегазоносности. В ряде случаев по соотношению органических компонентов с учетом типа воды можно судить о характере залежи УВ: тяжелой или легкой нефти, газоконденсата, газа, а также об углеводородном составе нефти и конденсата.

Газогидрохимические критерии общеизвестны. Благоприятны для прогнозных целей высокая газонасыщенность вод и отношение $P_r/P_{\text{пл}}$, высокая упругость, наличие в составе водорастворенных газов тяжелых УВ, биогенного азота, нарастание газонасыщенности и упругости газов к контуру залежи в условиях нарушенного фазового равновесия и др. При изучении поведения этих критериев выяснилась возможность использования значений $P_r/P_{\text{пл}}$ с учетом состава газа и доли в нем тяжелых УВ, также для дифференцированного прогноза залежей нефти, конденсата и газа (см. главу 7).

Все гидрогеологические процессы (движение вод в недрах, формирование их состава, возникновение зон АВПД и АНПД и пр.) подчиняются в той или иной мере влиянию температурного фактора. Поэтому выявление современных геотермических закономерностей имеет важное значение для правильного понимания современных гидрогеологических условий и установления гидрогеологических критериев с учетом температуры недр. Особое значение имеют гидрогеотермические аномалии, так как повышенные пластывые температуры часто бывают связаны с залежами нефти и конденсата, пониженные — с залежами газа. В Тимано-Печорском бассейне осложняющим обстоятельством явилось развитие мощной криолитозоны. Ее изучение помогло установить причины появления в северных районах низких гидростатических уровней и дегазации нефтей в залежах. Кроме того, выяснилась возможность обнаружения здесь в триасовых отложениях газогидратных скоплений. Геотермические данные были также использованы для установления направления и характера (скорости) движения вод на современном этапе, что привело к ряду важных в геологическом отношении выводов (см. главу 8).

Сопоставление охарактеризованных выше критериев с учетом геологического строения бассейна и уже известных нефтепроявлений разного масштаба позволило дать на их основе дифференцированную прогнозную оценку основных его структурных элементов.

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА ПО КОМПЛЕКСУ ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ ДАННЫХ

В основу прогнозной оценки Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна положено (рис. 21, см. вкл.) гидрогеологическое районирование (см. рис. 9, 10).

В пределах Ухта-Ижемского вала (I гидрогеологический район) среднедевонские—саргаевские отложения (I гидрогеологический комплекс) длительное время находились в области устойчивого элизионного питания, а в верхнепермское время в пределах вала образовалась зона скрытой разгрузки элизионных вод. Вся вышележащая толща пород была постоянной областью питания сначала элизионными водами (до мелового периода включительно), затем инфильтрогенными.

Палеогидрохимические построения свидетельствуют о том, что в I комплексе существовали условия, благоприятные для сохранения сформировавшихся залежей УВ, а поднятие территории в триасовое время, приведшее к размыву пород пермского и каменноугольного возрастов, не оказало на залежи существенного влияния. Для данного района характерны наиболее низкие значения ППМ; здесь обнаружены в основном газовые залежи.

Современные гидрогеологические условия в юго-восточной и северо-западной частях Ухта-Ижемского вала различны, соответственно различна и степень их перспективности. В юго-восточной части развиты высокоминерализованные воды хлоркальциевого типа, бром в них содержится в средних количествах, хлорбромный коэффициент низкий, значения бромного градиента высокие. В составе растворенных газов преобладает метан, содержание гомологов метана незначительно, газонасыщенность

высокая. Такие гидрогеологические условия благоприятны как для формирования залежей УВ (нефтегазовых и газовых), так и для их сохранения.

В северо-западной части Ухта-Ижемского вала, в районах, примыкающих к области инфильтрации (Ярега, Верхняя Чуть), резко снижаются минерализация вод I комплекса и содержание в них брома, соответственно значения хлорбромного коэффициента повышаются, а бромного градиента падают. В составе растворенных газов полностью исчезают гомологи метана, резко снижаются газонасыщенность и давление насыщения вод газами, значительно повышается содержание углекислого газа. Все эти данные указывают на процессы разрушения залежей УВ. Здесь распространены тяжелые смолистые и сернистые нефти, типичные для зоны гипергенеза. Этот участок бассейна отнесен к категории малоперспективных земель.

Вышележащие отложения в пределах Ухта-Ижемского вала по газогидрохимическим показателям находятся в зоне свободного водообмена, неблагоприятной в отношении обнаружения сингенетичных скоплений УВ.

Для отложений И ж м а - П е ч о р с к о й в п а д и н ы всех пяти комплексов (II гидрогеологический район) характерен устойчивый элизионный режим. Вытеснение вод происходило замедленными темпами, основная их разгрузка осуществлялась в переходной зоне от платформы к прогибу. Минерализация подземных вод всех пяти комплексов в течение геологической истории неуклонно повышалась, перерывов в осадконакоплении не установлено, что способствовало сохранению сформировавшихся залежей УВ. ППМ в этом районе имеют средние значения; здесь встречены в основном нефтяные залежи.

В настоящее время I гидрогеологический комплекс в Ижма-Печорской впадине находится в условиях высокой гидрогеологической закрытости. Здесь распространены высокоминерализованные и метаморфизованные воды хлоркальциевого типа, характеризующиеся высоким содержанием брома, низкими значениями хлорбромного коэффициента, средними — бромного градиента. Газонасыщенность вод высокая, водорастворенные газы содержат повышенные концентрации метана и его гомологов. Такая обстановка, как известно, благоприятна для сохранения скоплений УВ и соответствует наличию именно в этом комплексе основных залежей нефти, газа и газоконденсата.

На Омра-Сойвинском выступе (гидрогеологический подрайон 2а) в составе растворенных газов преобладает метан, его гомологи присутствуют в малых количествах, воды характеризуются низкими значениями хлорбромного коэффициента, но высокими величинами бромного градиента; здесь распространены нефтегазовые залежи.

Северо-восточная часть Ижма-Печорской впадины не охарактеризована гидрогеологическим материалом. На основании палеогидродинамических реконструкций установлено, что в отложения ордовика этого участка бассейна разгружались воды перекрывающих их кыновско-саргаевских глинистых отложений в течение всего периода их уплотнения. Здесь при наличии древних ловушек могут быть обнаружены залежи УВ.

Гидрогеологические условия сохранности залежей УВ в пределах II гидрогеологического комплекса Ижма-Печорской впадины ухудшаются по сравнению с нижележащим I комплексом. Особенно четко это ощущается в пределах Омра-Сойвинского выступа, где в отложениях II комплекса встречены лишь непромышленные скопления тяжелых нефтей, а воды характеризуются низкими величинами минерализации и метаморфизации

и обеднены микрокомпонентами. Остальная часть впадины находится в гидрохимических условиях, благоприятных для сохранения скоплений УВ, причем они улучшаются в направлении к Тэбук-Савиноборской ступени (гидрогеологический подрайон 2в) и к Джебольской ступени (гидрогеологический подрайон 2б). В южной части Джебольской ступени залежи УВ в отложениях II комплекса пока не обнаружены, помимо месторождения Джебол. Основываясь на показателях состава и содержания микрокомпонентов и водорастворенных газов, во II комплексе этого района следует ожидать залежей нефти и газоконденсата.

Вверх по разрезу в отложениях III гидрогеологического комплекса по мере усиления влияния области инфильтрации в пределах Джебольской ступени отмечается снижение величин минерализации и степени метаморфизации вод, параллельно происходит уменьшение концентрации в водах брома и йода, возрастают значения хлорбромного коэффициента. В растворенном газе этого района содержатся повышенные количества азота и углекислого газа. Здесь обнаружены лишь непромышленные скопления тяжелых нефтей, находящихся, по гидрохимическим данным, в настоящее время в стадии начального разрушения.

Залежи нефти в III гидрогеологическом комплексе в Ижма-Печорской впадине оказываются смещенными под воздействием продвигающихся инфильтрогенных вод в сторону восточного борта — район Тэбук-Савиноборской (гидрогеологический подрайон 2в) и Лемью-Ирайольской (гидрогеологический подрайон 2г) ступеней, причем степень сохранности залежей, а следовательно, перспективы нефтегазоносности III комплекса возрастают к северу. В этом направлении увеличивается минерализация вод, повышается содержание брома и соответственно значение хлорбромного коэффициента. Перспективность Лемью-Ирайольской ступени еще больше возрастает благодаря существованию в этом районе зон перетоков пластовых вод из нижележащих продуктивных отложений.

IV гидрогеологический комплекс в пределах Джебольской ступени наиболее раскрытый; он находится в условиях зоны свободного водообмена, поэтому возможность обнаружения здесь скоплений УВ маловероятна, за исключением участков перетоков, установленных на основании гидродинамических данных.

В пределах этого комплекса наблюдается дальнейшее оттеснение инфильтрогенными водами залежей УВ в северо-восточном направлении; залежи тяжелых нефтей сохраняются лишь в восточной части Лемью-Ирайольской ступени. Эти залежи, вероятно, вторичного происхождения, чему способствовала хорошая сообщаемость нижних и верхних комплексов. С зонами перетоков, которые фиксируются всем комплексом гидрогеологических показателей, мы связываем основные перспективы нефтегазоносности этих отложений.

Седухинский выступ (гидрогеологический подрайон 3а), ввиду слабой его изученности, отнесен к землям с недостаточно выясненными перспективами. При опробовании отложений нижефранского подъяруса был получен азотный газ с незначительным содержанием метана и очень низким газовым фактором. Гидрохимические условия указывают на связь этого района с областью инфильтрации атмосферных вод.

Малоземельская моноклинали (гидрогеологический подрайон 3б) охарактеризована противоречивыми гидрогеологическими данными (и только по III гидрогеологическому комплексу). Общие гидрохими-

ческие и гидродинамические критерии в целом указывают на меньшую закрытость ее недр по сравнению с соседними районами. Газовая составляющая вод подтверждает связь этого района с областью инфильтрационного питания. Но высокие величины бромного градиента и бромйодного коэффициента позволяют ожидать обнаружения залежей легких нефтей. Этот район отнесен к категории условно перспективных (возможны вторичные залежи УВ).

Шапкино - Юрьяхинский, Лайский и Колвинский в алы (4-й гидрогеологический район) для отложений I гидрогеологического комплекса были областями разгрузки элизонных вод глинистых толщ среднего девона Печоро-Колвинского авлакогена в коллекторы силура и ордовика восточного его борта. В последующем этот район служил областью разгрузки вод кыновскосаргаевских отложений, сопровождавшейся вертикальной миграцией углеводородных флюидов. Отложения I, II, III комплексов находятся в условиях хорошей закрытости. Обстановка формирования залежей УВ в них складывалась под влиянием двух областей создания напоров: расположенной в области платформы и находящейся в пределах акватории Баренцева моря (см. рис. 5). Положительная термоаномалия в северной и центральной зонах валов, прослеженная по II и III комплексам, расценивается как свидетельство миграции флюидов из погруженных отложений с последовательным заполнением ловушек (с севера на юг) в соответствии с принципом дифференциального улавливания.

Высокие значения хлорбромного и бромйодного коэффициентов, характерные для вод II гидрогеологического комплекса, сопровождающих легкие нефти, позволяют рассчитывать на обнаружение их залежей.

Воды III гидрогеологического комплекса отличаются низким бромным градиентом и средними значениями бромйодного коэффициента, высоким газонасыщением и метановым составом растворенных газов (до 92%), что свойственно водам газоконденсатных залежей.

Условия IV гидрогеологического комплекса отличались повышенной палеогидродинамической активностью. Вертикальная разгрузка вод в период формирования отложений комплекса сменилась их латеральным перемещением (в мезозое—кайнозое). Формирование химического состава вод происходило под влиянием уплотнения глинистых пород верхней перми. Отжимающиеся воды могли поступать как в коллекторы самого комплекса, так и в вышележащие отложения. Есть предположение о том, что нефти Пашшорской залежи могли формироваться за счет ОВ самих вмещающих верхнепермских пород, в составе УВ которых наблюдается высокая концентрация нафтеновых и малая концентрация алкановых УВ. Залежи УВ находятся в условиях хорошей сохранности. По расчетным минимальным значениям ППМ и ППТ этот район попадает в зону, характерную для газовых залежей. На большей части территории воды рассматриваемого района обнаруживают связь с составом и свойствами УВ, что указывает на длительный контакт подземных флюидов между собой. Поэтому состав вод может быть использован при прогнозной оценке на нефть и газ. Валы Шапкино-Юрьяхинский, Лайский, а также север Колвинского мегавала высокоперспективны на нефть, газ и конденсат в I—IV комплексах по всем гидрогеологическим показателям.

Юг Колвинского мегавала (гидрогеологический подрайон 5а). I гидрогеологический комплекс находится в условиях высокой гидрогеологической закрытости. Формирование химического состава вод комплекса протекало в обстановке, сходной с центральными и северными

районами Колвинского мегавала. Гидрохимическая обстановка II—IV комплексов свидетельствует о начальной стадии разрушения скоплений УВ. Воды, сопутствующие тяжелым нефтям на площадях Уса и Возей, характеризуются низкими значениями бромного коэффициента и низким отношением $Bг/Ж$. Очевидно, залежи на юге Колвинского вала сформировались в кавернах, заполненных инфильтрационными водами, и несут на себе следы палеогипергенеза. Залежи УВ IV комплекса находятся в обстановке активного разрушения. О влиянии процессов разрушения говорят средние значения бромного градиента и низкие значения бромйодного коэффициента, характерные для залежей тяжелых нефтей. В попутных газах наблюдаются повышенные концентрации CO_2 , высокое содержание H_2S , также указывающие на разрушение залежей. Тем не менее комплекс гидрогеологических показателей указывает на перспективность I—IV гидрогеологических комплексов на нефть.

Макариха-Салюкинский вал (гидрогеологический подрайон 5б), несмотря на низкую степень разбуренности, отнесен к высокоперспективной территории. Гидрогеологическая и палеогидрогеологическая обстановки формирования химического состава вод имеют сходство с таковой на юге Колвинского вала. Здесь встречены как утяжеленные, так и легкие нефти, а в водах возрастают значения бромного градиента и бромйодного коэффициента. В составе растворенных газов присутствуют тяжелые гомологи метана. Залежи УВ в III и IV гидрогеологических комплексах находятся в гидрогеологической обстановке начальной стадии разрушения. Перспективность подрайона та же, что и юга Колвинского вала.

Хорейверская впадина (гидрогеологический район 6). Из единичных скважин этой впадины получены притоки высокоминерализованной воды с нефтегазопроявлениями. Гидрохимическая обстановка благоприятна для сохранения залежей УВ. Район располагается в зоне транзита разгружавшихся в турнейское время вод Печоро-Колвинского авлакогена и седиментогенных вод, поступавших в мезозое из зон акватории, где отложения погружены на глубины более 3,5 км.

Гидрогеологические критерии структур Колвинского мегавала и Макариха-Салюкинского вала, обрамляющих Хорейверскую впадину, позволяют экстраполировать на ее территорию положительную прогнозную оценку на нефть.

Вал Сорокина (гидрогеологический район 7) отличается полным набором положительных гидрогеологических критериев, характеризующих воды месторождений легких нефтей и конденсатов. Особо следует выделить зону фациального замещения преимущественно нижнефранкских терригенных отложений карбонатными, проходящую вдоль вала Сорокина. Здесь разгрузались воды, отжимавшиеся из кыновско-саргаевских глинистых пород в кавернозные известняки среднего девона. Залежи нефти, подобные открытой на площади Варандей, могут быть обнаружены вдоль всего вала. Кроме нефтяных скоплений, не исключается открытие и газовых, так как зона фациального замещения находится на стыке двух областей генерации УВ: Печоро-Колвинского авлакогена на западе, где вероятнее всего шла генерация жидких УВ, и районов Коротайхинской и Косью-Роговской впадин, где протекали процессы преимущественного газообразования. Гидрохимическая обстановка была благоприятной для сохранения залежей УВ.

На перспективность этой зоны в отношении легких нефтей и газоконденсата указывают высокие концентрации метана в составе растворенных

газов, большая газонасыщенность и отношение давления газа к пластовому давлению, увеличение в этом направлении значений всех показателей растворенного ОВ. Низкие значения $Vg/H \cdot 100$ и средние Vg/J также указывают на наличие здесь легких нефтей и газоконденсатов. В отложениях I гидрогеологического комплекса отмечаются АВПД и повышенные температурные градиенты.

Положительные гидрогеологические показатели свойственны также и водам II комплекса. Воды III комплекса обогащены тяжелыми гомологами метана, имеют низкий коэффициент газонасыщения, средние и низкие значения бромного градиента и бромйодного коэффициента. Эти показатели указывают на гидрохимическую обстановку начальной стадии разрушения залежей в III комплексе. В более молодых комплексах вала Сорокина скопления тяжелых нефтей располагаются в зоне низких пластовых температур и отрицательных гидростатических уровней. Снижение пластового давления повлекло за собой дегазацию нефтей.

По Косью - Роговской впадине (гидрогеологический район 8) нет достаточного гидрогеологического материала, так же как и по Кортаихинской.

В I гидрогеологическом комплексе в водах Падимейской площади, сопутствующих газовой залежи, наблюдаются повышенные концентрации метана, отмечены высокие значения газонасыщенности, отношение $P_r/P_{пл}$ приближается к 1.

Палеогидрогеологическими реконструкциями установлено, что миграция флюидов из северных впадин Предуральяского прогиба осуществлялась в интервале ранняя пермь—ранний триас. На широкое развитие процессов миграции и вторичности залежей указывают несовпадение фазового состояния УВ в залежах и расчетных ППМ.

Наиболее перспективными для поисков залежей газа следует считать западные бортовые зоны Косью-Роговской и Кортаихинской впадин.

Большесынинская впадина (гидрогеологический район 9) крайне скудно охарактеризована фактическим материалом, поэтому отнесена к категории районов с недостаточно выясненными перспективами.

Печоро - Кожвинский мегавал (гидрогеологический район 10) на всем протяжении гидрогеологической истории представлял собой область создания напоров. Как уже указывалось выше, он занимает особое место в пределах Тимано-Печорского НГБ благодаря резкой изолированности от других районов и значительной дифференцированности гидрогеологических условий отдельных его частей. Это дает основание выделить в пределах мегавала четыре гидрогеологических района второго порядка — подрайоны; прогнозная оценка дается по каждому из них в отдельности.

Северо-западная часть мегавала (подрайон 10а), по которой имеется мало фактических данных по комплексу гидрогеологических критериев, в частности по ВРОВ (низкие концентрации в D_2), малоперспективна для поисков залежей УВ. Перспективы несколько улучшаются в юго-восточном направлении, к площади Мутный Материк, где установлено несколько очагов разгрузки вод нижних комплексов. Здесь II комплекс надежно защищен от влияния поверхностных факторов, а микрокомпонентный состав вод указывает на возможность обнаружения залежей УВ, что, однако, не подтверждается составом газовой фазы вод. Залежей УВ в этом подрайоне пока не обнаружено.

Иные условия нахождения и сохранения залежей УВ существуют на Печорогородской структуре (подрайон 10б). Залежи, в основ-

ном газоконденсатные, обнаружены в I, II и IV гидрогеологических комплексах. На основании гидрохимических показателей благоприятные условия для сохранения залежей УВ устанавливаются во всех пяти комплексах, верхний — изолирован от зоны свободного водообмена мощным глинистым водоупором. По составу и содержанию водорастворенных газов III комплекс, в котором залежи нефти пока не обнаружены, перспективен на газ и газоконденсат; отложения IV комплекса перспективны на газ.

Нефтяные и газоконденсатные залежи I гидрогеологического комплекса Кыртайольского вала (подрайон I0в) находятся в гидрохимических условиях, благоприятных для их сохранения; во II комплексе, гидравлически изолированном от I и находящемся в зоне влияния местной области инфильтрации, условия сохранности залежей резко ухудшаются (Каменское нефтяное месторождение находится в стадии активного разрушения).

Для Среднепечорского поперечного поднятия (подрайон I0г) характерна значительно облегченная сообщаемость отдельных комплексов друг с другом и наличие открытой разгрузки пластовых вод. Нефтепроявления здесь преобладают по всему разрезу вплоть до триасовых отложений, промышленные же скопления нефти обнаружены лишь во II комплексе. Сложная геологическая история развития этого структурного элемента привела к тому, что в разных его частях можно обнаружить залежи и газа, и нефти, и газоконденсата, причем отдельные группы гидрогеологических критериев нередко не согласуются друг с другом.

Палеогидрогеологические реконструкции, проведенные в пределах Верхнепечорской впадины (гидрогеологический район II), показывают, что темпы уплотнения пород и отжатия элизонных вод здесь были выше, чем в других районах. Область разгрузки элизонных вод впадины располагалась в переходной зоне от прогиба к платформе и служила местом аккумуляции УВ (Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, Джебольская ступень). Минерализация вод переходной зоны повышалась в течение всей геологической истории развития впадины. Особенно резкий скачок в росте минерализации относится к этапу P_2-J_2 , что связано с накоплением на территории Верхнепечорской впадины мощной соляно-гипсово-ангидритовой толщи пермского возраста. Эта толща, с одной стороны, была поставщиком солей в подземные воды, с другой — служила хорошим экраном, защищавшим недра, от воздействия поверхностных факторов, что способствовало сохранению залежей УВ в этом районе. Почти для всех комплексов впадины установлены максимальные значения ППМ, которые согласуются с тем, что большинство залежей здесь газоконденсатные.

В Верхнепечорской впадине в отличие от платформенной части бассейна, как было отмечено выше, выделяются всего два гидрогеологических комплекса: над- и подкунгурский. В подкунгурской толще распространены воды хлоркальциевого типа высокой минерализации, содержание йода в водах высокое, значения хлорбромного коэффициента также высокие, а бромного градиента низкие. Состав растворенных газов углеводородный, газонасыщенность вод высокая. Следовательно, палеогидрогеологические и газогидрогеологические данные в подкунгурском комплексе однозначно свидетельствуют о возможном наличии газоконденсатных залежей. Надкунгурский комплекс этого района, находящийся в зоне свободного водообмена, бесперспективен в отношении обнаружения скоплений УВ, за исключением Курьинской группы структур, где по гидрохимическим и гидродинамическим данным выделяются участки перетоков из нижележащей продуктив-

ной части разреза и где возможно обнаружение вторичных залежей УВ, которые, однако будут находиться в неблагоприятных для их сохранности гидрохимических условиях.

В заключение следует сказать, что положительные гидрогеологические критерии нефтегазоносности по месту их проявления совпадают с уже открытыми залежами УВ, что подтверждает их достоверность и применимость для прогнозных целей. Это позволило дать достаточно обоснованную высокую оценку перспектив тех районов южной части бассейна, в которых залежи УВ еще не обнаружены: южной части Джебольской ступени по I и II комплексам на нефть и газоконденсат; Верхнепечорской впадины по I комплексу — на газоконденсат; Мутно-Материковому валу по I и II комплексам на нефть и газоконденсат; Печорогородскому валу по III комплексу — на газ и газоконденсат, Среднепечорскому поперечному поднятию по III комплексу — на нефть.

Возможно также дать прогнозную оценку отдельных локальных структур. По III комплексу перспективны на нефть структуры Аранец, Мичаю, Савинобор, Лемью, Ирайоль, Велью, на газ — Переборская, Курьинская, Анельская, на газоконденсат — Войская. По IV комплексу перспективны на газ Переборская, Войская, на нефть — Лемью, Ирайоль, Велью, на газоконденсат — Печорогородская.

Следует также отметить, что благоприятный прогноз южной части Джебольской ступени на газ, конденсат и легкую нефть 1977 г. подтвердился в 1978 г. открытием на Прилукской площади газовой залежи в отложениях пашийского возраста. Прогноз нефтегазоносности Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна по комплексу гидрогеологических данных полностью согласуется с основными направлениями поисково-разведочных работ [45].

ЛИТЕРАТУРА

1. Алисиевич Л. Н. Некоторые особенности индивидуального УВ состава стабильных конденсатов месторождений северной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. — В кн.: Материалы III научной конференции аспирантов и молодых ученых. Сер. геол. МГУ, 1976. т. 2, с. 68—72.
2. Аммосов И. И., Горшков В. И. Палеотемпературы преобразования нефтегазоносных отложений. М.: Наука, 1980. 109 с.
3. Анищенко Л. А. Газогидрохимические критерии перспектив нефтегазоносности верхнепалеозойских отложений. — В кн.: Геология и полезные ископаемые Тимано-Печорской провинции. Сыктывкар, 1975, вып. 3. 248 с.
4. Барс Е. А., Каплун В. Б., Климанова Н. А., Пуркина Э. М. О гидрогеологических показателях условий формирования и закономерностей залежей УВ в южной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. — Геология нефти и газа, 1981, № 3, с. 13—19.
5. Барс Е. А., Климанова Н. А. Оценка перспектив нефтегазоносности Западной Сибири по палеогеологическим данным. ИГиРГИ. М., 1975. Рук. деп. во ВНИОЭНГ, 9.10.75, № 179.
6. Барс Е. А., Коган С. С. Методическое руководство по исследованию органических веществ подземных вод нефтегазоносных областей. М.: Недра, 1973, 129 с.
7. Барс Е. А., Титкова С. Н. Гидрогеологические закономерности размещения и сохранения залежей УВ в южной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. — В кн.: Закономерности формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений. М., 1978, с. 136—144. (Тр. ИГиРГИ; Вып. 16).
8. Беркутова И. Д., Карцев А. А., Якубсон К. И. О соединении брома в нефтях. — В кн.: Микроэлементы и прогнозирование нефтегазоносности. Минск: Наука и техника, 1975, с. 33—35.
9. Богацкий В. И., Данилевский С. А. Тектоническое развитие северной части Предуральяского прогиба и распределение зон нефтегазоносности. — В кн.: Нефтегазоносность Северо-востока Европейской части СССР и Севера Урала. Сыктывкар, 1977.
10. Брежнева И. В., Кудрявцева Т. П., Норенкова И. К. и др. Влияние биогенных процессов на состав органического вещества пластовых вод (на примере Юго-восточного Прикамья). — Геология нефти и газа, 1976, № 7, с. 48—54.
11. Вассерман Б. Я., Богацкий В. И., Шафран Е. Б. Ордовикско-нижнедевонский комплекс — новый объект для поисков нефтяных и газовых залежей на северо-востоке европейской части СССР. — Геология нефти и газа, 1977, № 10, с. 34—41.
12. Вассерман Б. Я., Матвиевская Н. Д., Соломатин А. В. Верхнедевонский карбонатный комплекс — перспективный объект в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. — Там же, 1978, № 8, с. 10—14.
13. Гидрогеологические закономерности размещения залежей нефти и газа. М.: Наука, 1978. 144 с.
14. Гидрогеологические и палеогеологические условия размещения залежей нефти и газа. М.: Наука, 1977. 80 с.
15. Глубинный тепловой поток в северной и центральной частях Восточно-Европейской платформы. — В кн.: Глубинный тепловой поток Европейской части СССР. / Я. Б. Смирнов, В. Д. Безроднов, Г. П. Волобуев и др. Киев: Наук. думка, 1974, с. 7—46.
16. Григорьев Г. Г., Громека В. И., Буровой А. М. Возможные зоны нефтегазоаккумуляции в силурийских отложениях Тимано-Печорской провинции. — Тр. ИГиРГИ, 1979, № 20, с. 80—89.
17. Гусева А. Н. Методика обработки массовых данных о составе нефти с целью выявления закономерностей распределения нефтей в НГБ. — Тр. ЗапСибНИГНИ, 1977, вып. 122. Тюмень, с. 50—54.

18. Журавлев В. С. Сравнительная тектоника Печорской, Прикаспийской и Североморской экзогальных впадин Европейской платформы. М.: Наука, 1972, 399 с.
19. Забродина М. Н. Химические типы нефтей: Автореф. дис. ... канд. хим. наук. М., Ин-т Нефтехимического синтеза, 1980.
20. Запорожцева И. В. Геологическое истолкование магнитных аномалий территории Большеземельской тундры. — В кн.: Материалы по геологии и полезным ископаемым северо-востока Европейской части СССР. Сыктывкар, 1976, № 8, с. 155—160.
21. Ильин В. Д., Спесак Ю. Н., Малкин С. П., Эйвазов А. М. Уплотнение и палеогеодинамика пластовых вод. — Геология нефти и газа, 1977, № 7, с. 55—59.
22. Каплун В. Б., Пуркина Э. М. Микрокомпоненты и растворенные газы как гидрогеологические показатели условий сохранности и закономерностей размещения нефтяных и газовых залежей (на примере Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна). — В кн.: Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных и газовых залежей: Тезисы докладов, Львов, 1981, ч. 2. 203 с.
23. Киреева Л. Н. Геолого-геохимическое обоснование перспектив нефтегазосности верхнепалеозойских и мезозойских отложений севера Печорской синеклизы Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 1980.
24. Климанова Н. А., Барс Е. А. Оценка перспектив нефтегазосности Западной Сибири по палеогеодинамическим данным. — В кн.: Проблемы геологии нефти, с. 153—165. (Тр. ИГиРГИ, 1976; вып. 6).
25. Конторович А. Э., Берман Е. Л., Богородская Л. И. и др. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности. М.: Недра, 1971.
26. Кремс А. Я., Вассерман Б. Я., Матвиевская Н. Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М.: Недра, 1974. 332 с.
27. Критерии раздельной оценки нефтеносности и газосности (на примере Тимано-Печорской провинции). Л.: Недра, 1974. 184 с. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 334).
28. Кротова В. А. Гидрогеологические критерии нефтеносности. Л.: Гостоптехиздат, 1960. 161 с.
29. Кротова В. А. Гидрогеологические факторы формирования нефтяных месторождений (на примере Предуралья). Л.: Гостоптехиздат, 1962. 329 с.
30. Крушликов Н. М. О соотношении напоров вод по разрезу. — В кн.: Гидродинамика глубинных зон артезианских бассейнов (материалы междуведомственного тематического совещания). Л.: Б/изд., 1972, с. 90—93.
31. Кудельский А. В. Гидрогеология, гидрохимия йода. Минск: Наука и техника, 1976. 214 с.
32. Кулибакина И. Б., Калмыков Г. С., Летуновский В. Н. Зависимость свойств нефтей Тимано-Печорской провинции от степени катагенеза вмещающих пород. — Геология нефти и газа, 1978, № 4, с. 40—42.
33. Ласточкин А. М. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа. Л.: Недра, 1974. 67 с. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 327).
34. Лыков А. В. Теория теплопроводности. М.: Высшая школа, 1967. 599 с.
35. Лысенин Г. П. и др. Основные черты динамики пластовых вод каменноугольных и нижнепермских отложений юга Тимано-Печорской провинции. — В кн.: Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. Информ. сб., 1970, № 9, с. 6—13.
36. Любомиров Б. Н. Палеогидрогеологические условия формирования нефтяных и газовых залежей Тимано-Печорской провинции. — Сов. геология, 1963, № 11, с. 89—99.
37. Макагон Ю. Ф., Саркисьянц Г. А. Предупреждение образования гидратов при добыче и транспорте газа. М.: Недра, 1966.
38. Марьенко Ю. И. Нефтегазосность карбонатных пород. М.: Недра, 1978. 237 с.
39. Невская Н. М. Влияние движения подземных вод на формирование и переформирование нефтегазовых залежей в Тимано-Печорской провинции. — Изв. вузов. Сер. геология и разведка, 1971а, № 2.
40. Невская Н. М. Гидрогеологические условия севера Тимано-Печорской провинции и оценка перспектив нефтегазосности. — Тр. ВНИГРИ, 1971б, вып. 395, с. 100—116.

41. *Невская Н. М., Дедеев В. А.* Геотермические и гидродинамические особенности чехла Печорской синеклизы и их связь с эндогенными процессами. — В кн.: Прогнозирование нефтегазоносности по гидрогеологическим данным. — ВНИГРИ, 1973, вып. 338. 186 с.
42. *Никаноров А. М., Волобуев Г. П., Барцев О. Б.* Палеогидрогеологические реконструкции нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1975. 190 с.
43. *Николаев А. Д., Муранова Г. Ф.* Основные направления гидрогеологических исследований при поисках и разведке залежей нефти и газа в Тимано-Печорской провинции. — В кн.: Геология месторождений нефти и газа и нефтегазовая промышленность Коми АССР. Сыктывкар: Коминиздат, 1976, с. 22—25.
44. *Оберман Н. Г.* Региональные особенности мерзлой зоны Тимано-Уральской области. — Изв. вузов. Сер. геология и разведка, 1974, № 11.
45. Прогноз нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции. / В. А. Дедеев, Л. З. Аминов, Н. И. Тимонин и др. Сыктывкар, 1981. (Коми фил. АН СССР; вып. 37). 46 с.
46. *Рогозина Е. А.* Газовая фаза различных типов рассеянного органического вещества. — В кн.: Генезис нефти и газа: М.: Недра, 1967. 711 с.
47. *Сергиенко С. И.* Аспекты тепловой истории Печорской экзагональной впадины в связи с оценкой времени формирования скоплений углеводородов. — В кн.: Происхождение нефти и газа, их миграция и закономерности образования и размещения нефтяных и газовых месторождений: Тез. докл. Львов, 1981, ч. 2. 202 с.
48. Сравнительная тектоника Мезенской и Печорской синеклиз. / В. А. Дедеев, А. К. Запольнов, К. О. Кратц и др. Л., 1969. 77 с.
49. *Теодорович Г. И.* Аутигенные минералы осадочных пород. М.: Изд-во АН СССР, 1958. 225 с.
50. *Титкова С. Н., Бубнова Л. Д.* Гидрогеология мезозойских отложений Центральной и Восточной Туркмении в связи с их нефтегазоносностью. — В кн.: Гидрогеологические закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа. М.: Наука, 1973, с. 5—28.
51. *Титкова С. Н., Каплун В. Б.* Гидрогеологические условия сохранности залежей УВ в пределах южной части Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. — В кн.: Геохимия нефтегазоносных толщ. (Научные труды: Вып. 23). М., 1979, с. 111—121.
52. *Ференц-Сороцкий А. А.* Влияние неотектонических движений на нефтегазоносность северо-востока Русской плиты. — В кн.: Перспективы нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции. Л., 1979, с. 95—103.
53. *Фертль У. Х.* Аномальные пластовые давления (их значение при поисках и разведке и разработке ресурсов нефти и газа). М.: Недра, 1980. 397 с.
54. *Фотиев С. М.* Гидрогеотермические особенности криогенной области СССР. М.: Наука, 1978. 236 с.

ЛОКАЛЬНЫЕ СТРУКТУРЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА

I. Тиманская антеклиз

1. Верхняя Чуть
2. Западное Исковьгоринское
3. Зеленецкая
4. Кушкоджское
5. Леккемская
6. Нямедское
7. Родзинское
8. Савелькодзская
9. Чернореченская
10. Чибьюское
11. Эшмесская
12. Ярегское

II. Ижма-Печорская впадина

13. Айювинская
14. Большеперская
15. Вельюское
16. Верхне-Одесская
17. Верхне-Омринское
18. Восточное Пальюское
19. Восточное Савиноборское
20. Вой-Вожское
21. Джебольское
22. Джьерское
23. Западное Тэбукское
24. Ирайольское
25. Кедровка
26. Кипевская
27. Кынаельская
28. „ „
29. Ленавожская
30. Лемьюское
31. Лузская
32. Мичаюское
33. Нибельское
34. Нижне-Омринское
35. Пальюское
36. Пашнинское
37. Покчинское
38. Правобережная
39. Прилукская
40. Северная Мылвинская
41. Северное Савиноборское
42. Северное Седьельское
43. Седьельское
44. Тобышская
45. Троицко-Печорское
46. Тыбьюское
47. Усть-Цильма
48. Южная Джебольская
49. Ягтыдинское

III. Седуяхинский выступ

50. Верхне-Куйская
51. Седуяхинская

IV. Печоро-Кожвинский мегавал

52. Дзеля-Тереховейская
53. Каменское
54. Кыртаельское
55. Мутноматериковая
56. Печорогородское
57. Печоро-Кожвинское
58. Среднешапкинская
59. Югидское
60. Южно-Лиственичная
61. Южная Лыжская

V. Малоземельская моноклинал

62. Нарьян-Марская

VI. Денисовская впадина

63. Верхне-Лодминская
64. Удачная

VIa. Шапкино-Юрьяхинский вал

65. Ванейвисское
66. Верхне-Грубешорское
67. Василковское
68. Кумжинская
69. Пашшорская
70. Северо-Шапкинская
71. Серчеюская
72. Южно-Шапкинская
73. Шапкинская
74. Юрьяхинская

VIb. Лайский Вал

75. Командиршорская
76. Лаявожская
77. Мишваньская

VII. Колвинский мегавал

78. Возейское
79. Мастерельская
80. Северное Харьягинское
81. Усинское
82. Харьягинское
83. Хыльчужская
84. Ярейюская

VIII. Хорейверская впадина

85. Баганская
86. Сандивейская
87. Хорейверская

VIIIa. Макариха-Салюкинский вал

88. Салюкинская
89. Средняя Макарихинская

- IX. Вал Сорокина**
90. Варандейская
91. Лабаганская
92. Наульская
93. Осовейская
94. Седьягинская
95. Торавейская
96. Ярейягинская
- X. Мореюский прогиб**
97. Медынская
- XI. Поднятие Гамбурцева**
98. Надейюская
- XII. Адзвинский прогиб**
99. Верхне-Адзвинская
100. Сарембойская
- XIII. Верхнепечорская впадина**
101. Анельская
102. Вуктыльское
103. Курьинское
104. Луньвожпальская
105. Патраковская
106. Пачгинское
107. Рассохинское
- XIV. Среднепечорское поперечное поднятие**
108. Аранецкое
109. Войская
110. Западная Соплясская
111. Кедрово-Шорская
112. Переборская
113. Худаельская
114. Югид-Вуктыльская
- XV. Большесыньинская впадина**
115. Новикбожская
116. Сыньинская
- XVI. Гряда Чернышева**
117. Усино-Кушорская
118. Хоседаюская
- XVII. Косью-Роговская впадина**
119. Берганты-Мильская
120. Интинская
121. Кочмесская
122. Лемвинская
123. Падимейская
124. Средне-Кочмесская
- XVIII. Гряда Чернова**
125. Талотинская
- XIX. Коротайхинская впадина**
126. Верхневоркутинская

Оглавление

Введение	3
Раздел I	
КРАТКИЙ ОЧЕРК ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА	
Глава 1. Тектоника. <i>С. И. Сергиенко</i>	5
Глава 2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза. <i>Э. М. Пуркина</i>	7
Палеозойские отложения	8
Мезозойские отложения	11
Водонапорные комплексы, гидрогеологические комплексы и водоупоры	11
Глава 3. Нефтегазоносность. <i>А. Н. Гусева, Т. Н. Кирюхина</i>	12
Раздел II	
ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ	23
Глава 4. Палеогидродинамические условия. <i>Н. А. Климанова</i>	23
Глава 5. Палеогидрогеохимические и палеогеотермические условия. <i>В. А. Митрейкина</i>	28
Условия формирования подземных вод	29
Перепады палеоминерализаций (ППМ) и палеотемператур (ППТ) и их связь с нефтегазоносностью	
Раздел III	
СОВРЕМЕННЫЕ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	
Глава 6. Гидродинамические условия. <i>Е. К. Макеева, С. И. Сергиенко</i>	37
Глава 7. Гидрогеохимические условия	45
Ионно-солевой состав <i>С. Н. Титкова</i>	45
Органические компоненты в подземных водах <i>С. Н. Титкова</i>	55
Микрокомпоненты в подземных водах <i>Э. М. Пуркина</i>	60
Растворенные газы. <i>В. Б. Каплун</i>	69
Глава 8. Тепловое поле Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. <i>С. И. Сергиенко</i>	77
Глава 9. Гидрогеологические критерии и прогноз нефтегазоносности по комплексу гидрогеологических данных	87
Гидрогеологические критерии нефтегазоносности. <i>Е. А. Барс</i>	87
Прогноз нефтегазоносности Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна по комплексу гидрогеологических данных. <i>С. Н. Титкова, Н. А. Климанова</i>	90
Литература	98
Приложение	101

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
(На примере Тимано-Печорского бассейна)

*Утверждено к печати Институтом геологии
и разработки горючих ископаемых*

Редактор *К.А. Ермакова*
Редактор издательства *Л.В. Миракова*
Художник *Е.Н. Волков*
Художественный редактор *И.Ю. Нестерова*
Технический редактор *И.И. Джиева*
Корректор *Л.А. Агеева*

ИБ № 27505

Подписано к печати 12.04.83. Т – 09305
Формат 60x90 1/16. Бумага офсетная № 1
Гарнитура литературная (фотонабор)
Печать офсетная. Усл.печ. л. 6,5 + 1,9 вкл.
Усл.кр.-отт. 8,7. Уч.-изд. л. 10,9. Тираж 600 экз.
Тип. зак. 56. Цена 1 р. 60 к.

Издательство "Наука", 117864 ГСП-7
Москва В-485, Профсоюзная ул., д. 90
Ордена Трудового Красного Знамени
1-я типография издательства "Наука",
199034, Ленинград В-34, 9-я линия, 12

1 р. 60 к.

3939