А. Я. КРЕМС, Б. Я. ВАССЕРМАН, Н. Д. МАТВИЕВСКАЯ

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Под редакцией д-ра геол.-минер. наук,
проф. С. П. МАКСИМОВА

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
МОСКВА 1974

А. Я. КРЕМС, Б. Я. ВАССЕРМАН, Н. Д. МАТВИЕВСКАЯ

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Под редакцией д-ра геол.-минер. наук,
проф. С. П. МАКСИМОВА

В библиотеку Коми филиала АН СССР
13 ноября 1974 г.

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
МОСКВА 1974

УДК 553.98 : 553.061.13/.17(021)

Кремс А. Я., Вассерман Б. Я., Матвиевская Н. Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М., «Недра», 1974, 336 с.

В книге изложены современные представления о тектоническом строении и основных этапах геологического развития Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Проведен анализ размещения, условий залегания и особенностей формирования нефтяных и газовых месторождений. Намечены перспективы и дальнейшие направления геологоразведочных работ в Тимано-Печорской провинции.

Табл. 5, ил. 71, список лит.— 127 назв.

К $\frac{20804-252}{043(01)-74}$ 266—74

© Издательство «Недра», 1974

Посвящается основоположнику
советской нефтяной геологии
И. М. Губкину

Глава I

РАЗВИТИЕ УЧЕНИЯ ОБ УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ

В 1925—1927 гг. А. Д. Архангельский провел полевые и лабораторные исследования по выявлению условий и палеогеографической обстановки накопления, захоронения и преобразования в нефть рассеянного органического вещества в глинистых толщах продуктивных отложений Северного Кавказа. Одновременно А. Д. Архангельский исследовал пробы современных илов Черного моря, взятых с разных глубин, на содержание в них органического углерода и азота.

В результате он пришел к весьма важному выводу, что только те глинистые отложения могут быть нефтегазопроизводящими, которые содержат не менее 2% углерода и которые накопились в морских бассейнах при обязательном условии сероводородного заражения.

Исследования по проблеме нефтематеринских отложений проводились, начиная с 1926 г., и в США, в Американском институте нефти. Эти исследования возглавлялись П. Траском, который первоначально пришел к выводу об отсутствии жидких углеводородов как в современных, так и в очень молодых осадках. Однако этот вывод впоследствии был опровергнут В. В. Вебером в нашей стране и Дж. Смитом в США.

В 1932 г. И. М. Губкиным были сформулированы следующие основные положения о нефтегазоматеринских и нефтегазосодержащих породах. Нефтегазоматеринскими породами являются в основном морские глинистые образования, обогащенные рассеянным органическим материалом.

2. Нефтегазообразование, начавшись с разложения жиров в биогенном илу до его погребения, продолжалось и после этого погребения в течение всего периода диагенеза и катагенеза.

3. Процесс превращения в нефть исходного рассеянного сапропелевого вещества происходил без доступа воздуха при участии анаэробных бактерий.

4. Первичная миграция (эмиграция) нефти и газа из материнских пород начинается только при наличии особых условий: громадного давления, высокой температуры или же действия сил капиллярного притяжения. В течение ряда геологических эпох нефть может перейти в переслаивающиеся с глинами рыхлые породы: пески, песчаники и др.

Таким образом, нефтегазосодержащими породами, или, как говорил И. М. Губкин, «главнейшими нефтяными резервуарами и подземными хранилищами нефти и газа», являются пески, песчаники, конгломераты, трещиноватые известняки и доломиты, представляющие собой пласты-коллекторы, которые должны содержать такие пустоты и поры, по которым жидкость могла бы циркулировать. Для того чтобы нефть и газ сохранились в нефтегазосодержащих породах, необходимо, чтобы они были перекрыты так называемыми непроницаемыми породами.

В 1937 г. Н. М. Страхов завершил исследования, связанные с условиями накопления и преобразования органического вещества в ископаемых осадках и сделал важный вывод о необязательности сероводородного заражения в бассейнах накопления нефтематеринских осадков. Вслед за этим В. Б. Татарский (1939) и В. П. Батурин (1945) показали, что к категории возможно нефтематеринских свит могут быть отнесены также и морские карбонатные отложения.

В 1946 г. С. Н. Алексейчик впервые убедительно показал возможность нефтегазообразования в благоприятной обстановке и в континентальных бассейнах.

В. В. Вебером (1947) были высказаны суждения о возможности нефтегазообразования не только в карбонатных и глинистых, но и в песчано-глинистых отложениях и об отсутствии единообразия в составе и условиях накопления материнского вещества. Это отсутствие единообразия находится в полном соответствии с качественными отличиями нефтей в различных стратиграфических горизонтах любого нефтеносного района, которые В. В. Вебер связывает в основном с разнородным характером исходного органического материала.

На протяжении 1947—1965 гг. были проведены обширные исследования с целью поисков аналогов возможных нефтематеринских пород среди современных и четвертичных осадков разного фациально-литологического состава. Под руководством В. В. Вебера (1956) было начато также изучение современных осадков с точки зрения выяснения возможного наличия в них процессов нефтегазообразования.

По результатам этих исследований был опубликован ряд работ, в том числе Н. М. Страхова и др. (1954), Г. И. Теодоровича (1954), В. А. Успенского и др. (1962), Н. Б. Вассоевича и др. (1969), З. Л. Маймин (1955), К. Ф. Родионовой и С. П. Максимова (1971).

Однако до настоящего времени нет единой точки зрения по вопросу принадлежности тех или иных отложений к нефтегазогене-

рирующим. Так, К. Б. Аширов (1965), анализируя геологическую обстановку формирования нефтяных и газовых залежей Среднего Поволжья, приходит к выводу о вероятности процессов нефтеобразования только в доманиковой толще.

К. А. Аширов высказывает представления (1966) о начале миграции нефти, ранее длительное время остававшейся как бы запечатанной в доманиковых породах, лишь после альпийской фазы тектогенеза, в процессе которой глинисто-карбонатно-кремнистые породы доманика оказались пронизанными многочисленными трещинами, способствовавшими миграции. Эти представления мало чем отличаются от концепции В. Б. Порфирьева (1964), также пришедшего к выводу о том, что все известные нефтяные месторождения всех континентов были сформированы в конце третичного периода, независимо от возраста вмещающих пород-коллекторов.

З. Л. Маймин (1955), изучавшая литологический состав и геохимию пород, условия их осадконакопления и содержавшееся в них органическое вещество, состав нефтей и пластовых вод в нефтяных месторождениях Волго-Уральской провинции, сначала пришла к выводу о единстве генезиса нефтей палеозойского разреза, признавая нефтепродуцирующей всю терригенную толщу девонских отложений. Позднее З. Л. Маймин (1963) полностью отказалась от геохимической аргументации продуцирования нефти терригенной толщей девонских отложений в пользу неорганической теории происхождения нефти и связывала поступление подкоровой абиогенной нефти в осадочные породы палеозоя с глубинными разломами фундамента.

Т. Г. Карасик (1963), изучавшая геохимические особенности нефтей и битумов палеозойских и мезозойских отложений Тимано-Печорской провинции, является сторонником происхождения нефти и газа за счет органического вещества, захороненного в условиях благоприятной геохимической обстановки при отложении среднедевонских и нижнефранских преимущественно терригенных морских осадков.

Большинство исследователей, однако, приходит к выводу о возможности продуцирования углеводородов не только в девонских, но и в других отложениях. Эта точка зрения признавалась в разное время А. А. Трофимуком (1950, 1960), А. Н. Мустафиновым (1958), В. Л. Лобовым (1959, 1960), К. Ф. Родионовой (1964, 1967), С. П. Максимовым (1964) и др.

Так, А. А. Трофимук и Ю. А. Косыгин (1965), описывая нефтегазоносность верхнепротерозойских (рифейских) и кембрийских отложений на территории южной части Сибирской платформы, отмечают притоки жидкой нефти на склонах Ангарского поднятия и Алданского массива. Авторы указывают, что содержание рассеянного органического вещества в осадках рифея и кембрия примерно такое же, как и в девонских нефтегазоносных отложениях на востоке Русской платформы, и отмечают, что выдерживающиеся по мощности толщи повышенно битуминозных карбонатных

осадков, сходных с битуминозными доманиковыми слоями франского яруса, распространены на большие расстояния. Они допускают, что необычный облик рифейской и нижнекембрийской нефтей, приближающихся по своему составу к конденсату газовых залежей, обусловлен своеобразным органическим материалом, накапливавшимся в то время в древних додевонских морях (планктонные организмы).

Таким образом, А. А. Трофимук и Ю. А. Косыгин признают, что главные свойства и качественный состав природных нефтей обусловливаются не только особенностями и условиями их непрерывных превращений во времени, но и исходным материалом, послужившим источником их образования.

К. Ф. Родионова (1964, 1967) пришла к выводу, что на восточном погружении Русской платформы в каждом седиментационном ритме или цикле второго порядка было два этапа образования нефтегазоматеринских осадков на границе глинистой и карбонатной фаций: первый до момента максимального погружения морского дна и второй — после него.

К нефтематеринским породам в девоне К. Ф. Родионова (1964) относит карбонатно-глинистые и глинистые породы бийского, афонинского, старооскольского и муллинского горизонтов, а также шугуровские, доманиковые, мендымские, верхнефранские и отчасти фаменские отложения.

В карбоне к нефтематеринским, по К. Ф. Родионовой (1964, 1967), могут быть отнесены: а) карбонатно-глинистые породы турнейского яруса, отлагавшиеся в нормальных морских и восстановительных геохимических условиях и характеризующиеся повышенным содержанием органического вещества (1—12%); б) карбонатно-глинистые породы елховского горизонта, накапливавшиеся в условиях восстановительной среды, близкой к сидеритово-сульфидной геохимической фации, и содержащие повышенное количество органического вещества (0,85—4%); в) отложения бобриковского горизонта, также содержащие большое количество органического вещества (14—19%), что обусловило и повышенное содержание в них углеводородов; г) глинистые, карбонатно-глинистые и карбонатные породы тульского горизонта, накапливавшиеся в слабовосстановительных и восстановительных морских условиях.

Относительно повышенным содержанием углеводородов характеризуются также глины верхнебашкирского (0,085% или 1975 г/м^2) и верейского (0,110% или 2530 г/м^3) возрастов. Значительно ниже расцениваются возможности генерации углеводородов в отложениях каширского, мячковского и подольского горизонтов среднего карбона и в породах верхнего карбона.

С. П. Максимов приходит к выводу, что процессы нефтегазообразования в Волго-Уральской провинции имели региональный характер и неоднократно повторялись в течение ее геологической истории.

Анализируя характер распределения залежей нефти и газа в разрезе палеозойских отложений Волго-Уральской провинции, С. П. Максимов (1964) указывает на приуроченность здесь подавляющего большинства промышленных залежей нефти и газа к четырем терригенным комплексам пород, прослеживающимся на большой площади: 1) живетско-нижнефранскому; 2) визейскому (малиновскому, бобриковскому и тульскому горизонтам); 3) верхнебашкирско-верейскому и 4) нижнепермскому.

Основываясь на цикличности осадкообразования в палеозойское время в пределах Волго-Уральской провинции, на выделении здесь четырех продуктивных толщ, с несовпадающими в пространстве границами их промышленной нефтегазоносности, и на геохимических различиях нефтей и газов из указанных четырех толщ в большинстве из месторождений, С. П. Максимов приходит к выводу о наличии в разрезе палеозойских отложений цикличности нефтегазообразования. Выделяющиеся в разрезе четыре продуктивных толщи, по-видимому, генетически связаны с соответствующими нефтегазопроизводящими свитами в живетско-нижнефранских, нижне-средневизейских, башкирско-верейских и нижнепермских терригенных и терригенно-карбонатных толщах.

Наличие на востоке Русской платформы благоприятных условий для нефтегазообразования в терригенных отложениях среднего и верхнего девона, а также нижнего и среднего карбона отмечали также ранее Ю. А. Притула, И. Х. Абрикосов и др. (1957).

Согласно исследованиям М. Ф. Двали (1962), нефтегазоматеринскими породами могут быть глины, алевролиты, мергели и карбонатные породы, в том числе и доманикового типа, с относительно высоким содержанием битума в органическом веществе (не менее 0,015—0,05% от веса породы при экстрагировании хлороформом), отлагавшиеся и прошедшие стадии диагенеза и эпигенеза в восстановительных условиях. Новообразование углеводородов, по М. Ф. Двали, может происходить из битумов, содержащихся в органическом веществе осадочных пород при сохранении восстановительной обстановки, вплоть до сравнительно высокой степени метаморфизма последних, когда становятся возможными лишь выделение углеводородного, преимущественно метанового, газа и графитизация остаточного органического вещества.

М. Ф. Двали (1963) сформулировал достижения по проблеме нефтегазоматеринских отложений, которые сводятся к следующему:

1) обнаружению в современных илах морских и континентальных бассейнов различной солености рассеянных углеводородов нефтяного ряда, в том числе и углеводородов, возникающих в процессе битуминизации захороненного рассеянного органического вещества илов;

2) установлению углеводородов нефтяного типа в составе масляной фракции рассеянных битумов возможно нефтематеринских пород, а также к открытию в составе сингенетических битумов

пород легкокипящих углеводородов (до 200° С) и углеводородных газов (до C_5);

3) дальнейшей аргументации положения, высказанного В. А. Успенским, Н. Б. Вассоевичем и др., о том, что в осадочных породах на нефтеобразование расходуется только небольшая часть массы рассеянного органического вещества, изменяющегося в основном с процессом погружения вмещающих осадков по линии прогрессирующей углефикации;

4) значительному расширению в фациально-литологическом отношении категории возможно нефтематеринских пород. К этой категории, помимо глинистых битуминозных морских сланцев, в настоящее время причисляются алевролитово-глинистые и даже песчаные породы, при условии присутствия в них исходного органического вещества, изменяющегося в восстановительной обстановке, а также карбонатные породы, изучение которых в этом отношении находится еще в начальной стадии;

5) возможности континентального и даже пресноводного происхождения материнских пород при обязательном соблюдении вышеуказанных требований.

В последнее время некоторые ученые считают нефтегазоматеринскими, а точнее газоматеринскими или газонефтематеринскими породами, буроугольные и каменноугольные пласты, а также органическое вещество углей. В. П. Козлов и Л. В. Токарев (1961), например, считают, что угольные газы могут возникать на разных этапах преобразования гомогенного органического вещества, начиная с торфяной стадии и кончая антрацитовой. Так, при превращении торфа в бурый уголь под влиянием повышающихся давлений и температуры образуются в основном метан и углекислый газ, при небольших количествах азота, сероводорода и аммиака. На последующих же стадиях углефикации в процессе неуклонно повышающихся давления и температуры происходит выделение почти только метана, при небольших количествах углекислого газа с азотом и ничтожных — аммиака и водорода.

Таким образом, начиная со стадии перехода бурых углей в каменные (углефикация и метаморфизация органического вещества) и в дальнейшем вплоть до его антрацитизации и графитизации метан является основным газообразным продуктом. Тяжелые предельные углеводороды здесь также образуются, но в чрезвычайно малых объемах.

В. П. Козлов и Л. В. Токарев подсчитали, что общий объем метана, который выделили угли Донецкого бассейна до глубины 1800 м, составляет 35,8 трлн. м^2. Они допускают, что три четверти этого количества должно было мигрировать из угольных пластов и скопиться либо на прилегающих к Донбассу площадях, либо в пределах его окраин в виде промышленных залежей преимущественно легкого метанового газа. В соответствии с этим ряд геологов считает, что крупное Шебелинское газовое месторождение, располагающееся в пределах северо-западной окраины Дон-

басса, образовалось за счет газа, выделившегося из углей этого бассейна.

Другой пример описан весьма подробно Р. Рэтайном (1964). В 1959 г. на северо-востоке Нидерландов, в провинции Гронинген, было открыто крупнейшее в Западной Европе месторождение природного газа Слохтерен (запасы 1650 млрд. м^3, площадь 775 км^2), приуроченное к терригенным отложениям нижней перми (ротлигендес), которые залегают здесь на глубине около 3000 м. Химический состав газа оказался следующим: метана 82%, тяжелых углеводородов 3%, азота 14% и углекислого газа 1%. Из тяжелых углеводородов встречаются этан, пропан, бутан и др. В весьма малых количествах (меньше 0,01%) содержится гелий. Автор считает, что это месторождение, как и другие газовые и, по-видимому, нефтяные месторождения Нидерландов и соседних стран, образовалось за счет генерации углеводородов залегающими ниже углями каменноугольного возраста в процессе их метаморфизации. Газ, образовавшийся в угольных пластах, мигрировал затем в вышезалегающие нижнепермские отложения, где и скопился в благоприятных геологических условиях в виде промышленных залежей.

Названным автором подсчитано, что при суммарной мощности угольных пластов на территории провинции Гронинген 30 м с 1 км^2 угленосной площади могло выделиться 156 млн. м^3 газа. Учитывая потери при миграции газа в вышележащие пласты пермского возраста, запасы его только для рассматриваемой провинции оценивались в 470 млрд. м^3.

Газоносность нижнепермских отложений в Северо-Западной Европе, по данным В. В. Глушко и Г. Х. Дикенштейна (1971), носит региональный характер и приурочена к песчано-алевролитовой, песчаной и конгломератово-песчаной толще ротлигендеса, достигающей максимальной мощности 240—300 м и перекрытой породами цехштейна. Последние представлены в основном солью мощностью от 600 до 1200 м, на отдельных площадях мощность уменьшается до 100 м.

В британской части акватории Северного моря первым было открыто в 1965 г. на глубине 2750 м газовое месторождение Вест-Золе с запасами газа около 30 млрд. м^3, а затем месторождения Леман с запасами 330 млрд. м^3, Индифэтигейбл с запасами, превышающими 225 млрд. м^3, и наконец, месторождение Анн, в пределах которого дебит газа в скважине-открывательнице достигал 480 тыс. м^3. В целом разведанные запасы газа в пределах Северо-Западной Европы составляют около 4,0 трлн. м^3.

Содержание метана в газе указанных месторождений достигает 94,1—98%, в небольшом количестве содержатся и тяжелые углеводороды. Глубины залегания продуктивных горизонтов ротлигендеса 1830—2700—3355 м.

Установлено, что отложения ротлигендеса образовались в континентальных условиях жаркого пустынного климата. Они вовсе лишены или содержат крайне незначительное количество

органических веществ. Поэтому большинство западно-европейских геологов не рассматривает отложения ротлигендеса как нефтегазоматеринские, а считает, что залежи газа в этих отложениях на огромной территории шельфа Северного моря, Нидерландов и ФРГ образовались в результате его миграции из угленосных отложений карбона, служивших источником генерации в процессе метаморфизации углистого материала. Следует отметить, что существует и другая точка зрения, которая сводится к тому, что промышленный газ месторождения Слохтерен и других месторождений Северо-Западной Европы связан не столько с угольными пластами карбона, сколько с метаморфизмом осадочных пород варисцийского фундамента. Считается, что эта точка зрения подтверждается присутствием в газе ротлигендеса гелия, металлической ртути и других компонентов, а также закономерным увеличением содержания азота и уменьшением количества метана в юго-восточном направлении.

Таким образом, допускается, что газ ротлигендеса может иметь двоякое происхождение и что его генезис может быть окончательно установлен в результате дальнейших глубоких геохимических исследований.

Формирование и образование богатейших залежей природного газа в результате генерации его углями считает возможным также группа советских геологов во главе с. В. Г. Васильевым.

Эти авторы пришли к выводу, что пространственная связь газовых месторождений с угленосными толщами является следствием генерации газа угольным веществом. Такая связь, по их данным, подтверждается полным соответствием изотопов углерода в газах крупнейших газовых месторождений Обь-Енисейского междуречья, приуроченных к угленосным толщам, и в газах угольного вещества низких стадий метаморфизма.

В этом отношении весьма большой интерес представляет Печорский угольный бассейн, который входит в состав Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Геологические запасы углей Печорского бассейна, располагающегося в зонс Косью-Роговской и отчасти Коротаихинской впадин Предуральского прогиба, составляет более 300 млрд. т. В течение значительного геологического времени они могли выделить огромное количество газа. Если исходить из расчетов В. П. Козлова и Л. В. Токарева и принять даже минимальную цифру (150—160 м^3 газа на 1 т углей), то и в этом случае угли Печорского бассейна могли бы выделить не менее 45 трлн. м^3 газа за все время своего существования.

Б. М. Зимаков и Ю. В. Степанов (1965) пришли к выводу, что угольные пласты в процессе метаморфизации углей могли генерировать не только метан и тяжелые углеводороды, но и капельно-жидкую нефть.

Ссылаясь на современные исследования С. Г. Аронова, Л. Л. Нестеренко (1963), В. И. Касаточкина и др. (1951), они отмечают, что угольное вещество представляет собой полимер, ос-

новные структурные звенья которого состоят из ароматических ядер разной степени конденсированности, объединенных в макромолекулярную систему кислородсодержащими гидроароматическими и мостиковыми соединениями, а также линейно полимеризованными углеводородами. При метаморфизме угля происходят потеря функциональных групп, уменьшение количества боковых углеводородных цепей и конденсация ароматических ядер с разрушением и отщеплением мостиковых связей. При этом на первых стадиях углеобразования из органического вещества выделяются главным образом низкомолекулярные кислородсодержащие соединения, а в начале каменноугольной стадии в выделениях появляется и метан.

На средних стадиях метаморфизма, вследствие конденсации ароматических ядер, происходит удаление из угольных макромолекул подвижных кислородсодержащих и углеводородных соединений в виде метана и более тяжелых его гомологов (возможно, и жидких) за счет разрушения линейно полимеризованных углеводородных связей и боковых цепей. При еще более высокой углефикации роль тяжелых углеводородных газов и битумов снижается. Изложенным положениям о метаморфизации угля полностью соответствует распределение тяжелых углеводородов в угольных газах и дисперсно-рассеянных сингенетических битумов в угленосной толще Печорского бассейна.

Так, максимальные концентрации тяжелых углеводородов в угольных газах (до 10—15%) встречаются в Воркутинском районе жирных углей, где содержание их в угольных пластах достигает 1,0—1,5 м^3/т, а в породах 0,01—0,05 м^3/т. В газах длиннопламенных (энергетических) углей Интинского месторождения количество тяжелых углеводородов не более 1%, а в газах пластов отощенных углей Хальмерьюского района не превышает долей процента, при ничтожном содержании на единицу веса породы.

Следует отметить, что состав и содержание сингенетических дисперсно-рассеянных битумов в угленосных отложениях Печорского бассейна также изменяется со степенью метаморфизма. В Воркутинском районе, например, в жирных углях отмечается наибольшее содержание (до 1,3%) сингенетических дисперсно-рассеянных битумов довольно высокой степени восстановленности, экстрагируемых хлороформом. Здесь же в углях и породах отмечается высокое содержание (до 0,02%) легких масляных битумов, извлекаемых из образцов петролейным эфиром. С повышением же метаморфизма в соседнем Хальмерьюском районе содержание в угленосной толще рассеянных битумов, экстрагируемых хлороформом, снижается до 0,01—0,02%.

Подобная закономерность, а именно: максимальное содержание битумов в жирных углях и наиболее интенсивное их образование на средних стадиях метаморфизма угольного вещества, — согласно исследованиям И. И. Аммосова (1961), В. С. Вышемирского (1963), О. А. Радченко (1962) и др., свойственна всем угленосным

площадям и районам. В. А. Успенский и О. А. Радченко (1952) считают, что на определенной стадии метаморфизма углей масляные компоненты угольных битумов могут обогащаться углеводородами до величины, отмечаемой в нефтяных битумах. По их мнению (1954), жидкие углеводороды можно рассматривать в качестве побочного продукта углеобразования. Этим явлением большое значение придавал и В. П. Козлов (1961), который связывал нефтеобразование со средними стадиями углефикации (от ПЖ до ПС).

Совершенно естественным поэтому является допущение, что образовавшиеся в основном на средней стадии углефикации в количествах, превышающих сорбционную емкость угля, газообразные углеводороды и наиболее подвижная масляная фракция битумов (которая в состоянии была перейти также в газообразную фазу при соответствующих термодинамических условиях) могли мигрировать из угольных пластов в пласты-коллекторы и скопиться в соответствующих ловушках на территории, прилегающей к Печорскому бассейну, образуя здесь при благоприятных условиях промышленные залежи газа.

В соответствии с изложенным не лишена, как нам представляется, определенного основания серьезная попытка как с нашей стороны, так и со стороны других геологов (Н. Д. Елин) рассматривать угольные пласты как газоматеринские породы, служившие мощным источником образования газа (а, возможно, и нефти) в процессе метаморфизма углей.

ПРОЦЕССЫ МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ НЕФТИ И ГАЗА

Наличие в разрезе осадочных отложений потенциально нефтегазопроизводящих комплексов пород является только одним из факторов, обусловливающих возможность формирования в данном регионе промышленных залежей нефти и газа. Для того чтобы последние могли образоваться, необходимы, как известно, благоприятные условия для первичной внерезервуарной миграции углеводородных флюидов из нефтегазоматеринских пород в пласты-коллекторы (эмиграция) и последующих процессов миграции нефти и газа по пластам-коллекторам в сторону меньших гидравлических напоров с попутным формированием залежей в ловушках, встречающихся на пути.

В. А. Соколов (1965) к миграции нефти и газа относит процессы фильтрации и диффузии, всплывания нефти и газа в воде, содержащейся в пористых породах, перемещения нефти и газа в свободном и растворенном виде вместе с водой, перемещения нефти и газа при уплотнении и деформации горных пород, прорывы нефти и газа сквозь породы при соответствующих перепадах давления. К числу этих процессов он относит также и ее миграцию в виде газового раствора при высоких давлениях и температуре.

Миграции нефти и газа и условиям формирования нефтяных и газовых месторождений посвящено большое количество работ —

Ван-Гайл и др. (1948), М. А. Капелюшников и др. (1952), В. П. Савченко (1952, 1953, 1954), А. Я. Кремс (1954), С. П. Максимов (1954, 1959, 1962, 1964), В. А. Соколов (1955, 1956), А. И. Леворсен (1958), А. Л. Козлов (1959), Н. А. Кудрявцев (1959, 1960), И. О. Брод (1959, 1960), М. Ф. Двали (1959, 1960), С. Ф. Федоров (1958, 1959, 1961, 1963), Н. Б. Вассоевич и С. Г. Неручев (1964), В. В. Вебер (1964), А. Н. Снарский (1959, 1961), М. И. Гербер (1961) и др.

Большинство исследователей главным фактором первичной миграции углеводородов из нефтегазоматеринских отложений считают уплотнение глинистых, глинисто-карбонатных и глинисто-алевролитовых осадков в процессе их диагенеза, при котором резко уменьшается пористость этих пород (А. Н. Снарский, 1961; И. И. Нестеров, 1965), в результате чего вместе с большим количеством отжимающейся седиментационной воды выделяются и образовавшиеся углеводороды.

Гравитационное уплотнение осадков начинается практически сразу же после их отложения в седиментационном бассейне, однако на первой стадии уплотнения из водонасыщенных илов, постепенно превращающихся в пластическую породу, отжимается только седиментационная вода, поскольку захороненное в осадке органическое вещество еще не генерировало углеводородов. Лишь после погружения осадков на достаточно большую глубину вместе с интенсивным образованием углеводородов в осадочных нефтегазоматеринских породах начинается первичная миграция нефти и газа в пласты-коллекторы. В качестве минимальной глубины погружения осадков, необходимой для начала процессов первичной миграции нефти и газа, различными авторами указываются разные величины.

В последнее время ряд исследователей подтверждает ранее высказанное И. М. Губкиным и А. Д. Архангельским предположение о том, что для образования нефти в нефтематеринских породах и для начала ее миграции не требуется очень высоких температур и давлений, как это считалось ранее.

Так, С. Ф. Федоров (1958) пришел к выводу, что образование и миграция углеводородов из нефтематеринских отложений может начинаться для месторождений Поволжья при погружении на глубину около 700 м, т. е. при пластовом давлении 60—90 кгс/см^2 и температуре 20—25° С.

К. А. Машкович (1960) исходил из того, что к моменту формирования залежей нефти и газа в живетских отложениях некоторых месторождений Саратовского Поволжья мощность вышележащих осадков не превышала 840 м. Он приходит к выводу, что процессы нефтегазообразования протекали, вероятно, при давлении не более 100 кгс/см^2 и температуре около 25° С.

В. Гассоу (1956) считает, что наибольшей интенсивности процессы первичной миграции достигают при погружении нефтегазоматеринских пород на глубину 600—900 м. Эффект выжимания

постепенно уменьшается по мере дальнейшего погружения нефтематеринской породы и уменьшения ее пористости. Критическую нагрузку и уплотнение В. Гассоу считает необходимыми условиями первичной миграции, которую он рассматривает в качестве очень медленного и длительного процесса, зависящего от скорости накопления перекрывающих отложений и уплотнения нефтегазоматеринских пород. Допускается, что вначале из осадка удаляется основное количество седиментационной воды и только потом начинается движение углеводородов.

М. А. Капелюшников, Т. П. Жузе и Е. Л. Закс (1952), исследуя физическое состояние нефти, газа и воды в пластовых условиях, показали возможность растворения нефти в углеводородном газе при высоких давлениях и температурах и пришли к выводу о возможности миграции нефти, газа и воды в породах в однофазном газообразном состоянии (в виде газоконденсатных растворов). Последние экспериментальные опыты Т. П. Жузе и Т. П. Сафроновой (1967), С. Н. Белецкой (1967), М. И. Гербер и др. (1967) подтвердили возможность извлечения битуминозных веществ из осадочных пород сжатыми газами, а также возможность переноса углеводородов фильтрующимися газами даже через глинистую породу с ничтожно малой проницаемостью.

Из приведенного выше обзора видно, что главным фактором первичной миграции углеводородов из нефтематеринских пород является длительное диагенетическое изменение осадка при сохранении восстановительных условий среды в процессе его погружения и седиментационного уплотнения, сопровождающегося ростом пластового давления и температуры. Этот медленный и непрерывный процесс протекает, по М. Ф. Двали (1962, 1967), в течение всей жизни осадочных пород, вплоть до стадии высокого метаморфизма, когда органическое вещество способно в условиях высоких температур и давлений образовывать только метан и сильно обуглероженный остаток. Он сопровождается, таким образом, углефикацией содержащегося в осадке органического вещества с генерацией значительных объемов углеводородных и углекислого газов, способствующих переводу рассеянных углеводородов в водный и газоконденсатный растворы и последующей миграции их в пласты-коллекторы. Процессы первичной миграции, по-видимому, начинаются при погружении осадков на глубину 700—900 м и достигают максимальной интенсивности на глубинах 1000—1200 м, т. е. при давлениях 120—150 кгс/см^2 и температурах 40—45° С.

Н. Б. Вассоевич (1967, 1969) считает, что главная фаза нефтегазообразования (ГФН) наступает на глубине от 1,5—2,5 км, а глубины залежей не могли быть ниже той критической зоны, в которой осуществлялось ГФН. С. П. Максимов (1972) считает, что главная зона нефтегазообразования находится на глубинах не менее 1—1,5 км.

В процессе постепенного вытеснения седиментационной воды из уплотняющегося осадка в пласты-коллекторы эта вода начинает

двигаться по последним из центральных, наиболее погруженных участков седиментационных бассейнов к их периферийным бортовым частям в сторону меньших гидравлических напоров. Вместе с водой движутся и попавшие в пласты-коллекторы углеводородные флюиды, причем последние постепенно образуют все более и более крупные скопления с пропорционально возрастающими силами всплывания.

В начале латеральной миграции углеводороды скапливаются у кровли пористых и проницаемых пластов-коллекторов и затем мигрируют вверх по восстанию слоев, постепенно присоединяя к себе все новые ранее разрозненные и мелкие первичные скопления углеводородов. При достижении углеводородами антиклинальных перегибов, валообразных поднятий или зоны регионального выклинивания пластов-коллекторов дальнейшая миграция нефти и газа происходит уже вдоль антиклинальных перегибов и зон выклинивания коллекторов в сторону наиболее приподнятых структурных участков в виде своеобразных струйных потоков.

При пластовом давлении, большем чем давление насыщения нефти газом, весь газ растворяется в нефти и миграция происходит в виде одной нефтяной фазы. По мере подъема такой нефти в более приподнятые структурные участки и уменьшения пластового давления до давления насыщения газ выделяется в свободном виде и дальнейшая миграция углеводородов осуществляется в двухфазном состоянии (нефть и газ). Наконец, при высоких пластовых давлениях и резком преобладании в углеводородной смеси газообразных компонентов наиболее легкие фракции нефтей растворяются в газе и миграция может происходить в виде однофазной конденсатной смеси.

При латеральной внутрирезервуарной миграции нефти и газа в виде струйных потоков вверх по региональному или местному подъему пластов-коллекторов они улавливаются встречающимися на пути ловушками, причем заполнение последних происходит по принципу дифференциального или раздельного улавливания газообразных и жидких углеводородов, сформулированному в работах В. П. Савченко (1952, 1954, 1955), С. П. Максимова (1954, 1964), В. Гассоу (1954, 1955), С. Ф. Федорова (1956—1963), А. Л. Козлова (1959) и др.

В. П. Савченко (1952) показал, что ловушка, нацело заполненная газом, не может служить ловушкой для нефти, тогда как газ, попадая в ловушки, заполненные нефтью, может замещать ее.

Рассматривая процесс дифференциации нефти и газа при их миграции вдоль серии структурных ловушек, расположенных на одном тектоническом валу и взаимосвязанных между собой, С. П. Максимов, В. Гассоу и С. Ф. Федоров пришли к выводу, что при наличии в наиболее погруженной ловушке, расположенной вблизи от бассейна нефтегазообразования, пластового давления ниже давления насыщения нефти газом эта ловушка будет пол-

ностью заполнена газом. Следующая расположенная выше структура может оказаться заполненной газом с нефтяной оторочкой, еще более высокие структуры будут заполнены только нефтью, а если весь объем нефти и газа в пределах нефтегазосборной площади данного вала будет израсходован, наиболее высокая структура в цепи ловушек останется заполненной водой.

В случае расположения нижней из цепи структурных ловушек в области с пластовым давлением большим, чем давление насыщения, эта ловушка будет заполнена нефтью с полностью растворенным в ней газом. При перетоке избыточных количеств нефти из этой ловушки в более высокую, расположенную уже на глубинах

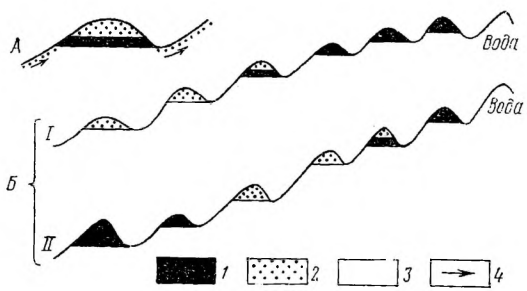


Рис. 1. Схема дифференциации нефти и газа в ловушках (*А*) и принципиальная схема дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушек (*Б*) по С. П. Максимову, 1964.

I — при пластовом давлении ниже давления насыщения; *II* — при пластовом давлении выше давления насыщения; *1* — нефть; *2* — газ; *3* — вода; *4* — направление струйной миграции.

с пластовым давлением ниже давления насыщения, часть растворенного в нефти газа выделится в свободную фазу и структура будет полностью заполнена газом; следующая вверх по восстанию слоев структурная ловушка будет заполнена газом и нефтью, еще более высокая — нефтью, а если газа и нефти не хватит для заполнения всех ловушек, то последние структуры могут оказаться водоносными либо будут содержать непромышленные залежи нефти.

Принципиальная схема, иллюстрирующая дифференциацию нефти и газа в этом случае в отдельной ловушке и в последовательной цепи ловушек, показана на рис. 1.

С. П. Максимов (1954, 1964) и С. Ф. Федоров (1961, 1963) указывают, что по принципу дифференциального улавливания формируются и чисто нефтяные месторождения в области давлений, значительно превышающих давление насыщения. Наиболее погруженная и близкая к области нефтегазообразования ловушка

заполняется самой легкой нефтью, содержащей наибольшее количество растворенного газа и имеющей самое высокое давление насыщения, пониженное содержание асфальтенов и смол и максимальный выход легких фракций. Самая тяжелая нефть, пройдя через серию ловушек, скопится в самой удаленной от бассейна нефтепродуцирования ловушке.

Если возможность дифференциального улавливания нефти и газа по указанной схеме в процессе их миграции через систему ловушек в целом сомнений не вызывает, то схема последовательного заполнения нефтью и газом ловушек, расположенных в области глубин, где пластовые давления меньше давления насыщения и где происходит дифференциация жидких и газообразных углеводородов, может быть представлена несколько иначе.

На первой стадии, когда в ловушку из зоны нефтегазообразования поступают первые порции нефти и газа вместе с движущейся пластовой водой, в ней начинается дифференциация флюидов по их плотности. Объем ловушки заполнен частично, в своде газ выделяется в свободную фазу, ниже располагается нефтяная оторочка и еще ниже — вода.

На второй стадии при поступлении дополнительных порций нефти и газа объем ловушки оказывается заполненным до ее гидравлического замка и часть нефти, оттесняющаяся газовой шапкой в нижнюю часть структуры, начинает просачиваться в точке наименьшей амплитуды структуры (точка просачивания или гидравлический замок ловушки) и мигрировать вверх по восстанию слоев в следующую структурную ловушку. Мощность нефтяной оторочки в ловушке постепенно уменьшается при увеличении объема газовой шапки. Ловушка еще улавливает поступающие новые порции газа, но перестает улавливать нефть.

На третьей стадии основной объем ловушки заполняется газом, а мощность нефтяной оторочки, по нашим представлениям, уменьшается до критической, при которой начинаются прорывы газа из газовой шапки в месте наименьшей амплитуды структуры. Такой критической высотой нефтяной оторочки при сравнительно небольших размерах структурных ловушек (длина 15—20 км, ширина 5—8 км) и весьма хороших коллекторских свойствах продуктивных пластов является высота 5—10 м, редко больше.

По-видимому, критическая мощность нефтяной оторочки в значительной мере зависит от вязкости нефти, расстояния крайних точек нефтяной оторочки до точки просачивания и от коллекторских свойств продуктивных пластов. Можно полагать, что с увеличением вязкости нефти, ухудшением коллекторских свойств продуктивных пластов и увеличением площади нефтяной оторочки средняя мощность последней, при прочих равных условиях, должна возрастать.

К концу третьей стадии, начиная с момента начала прорыва газа из газовой шапки через замок структурной ловушки, последняя перестает улавливать новые порции не только нефти, но и

газа, а мощность подстилающей газовую шапку нефтяной оторочки, ее размеры и положение, а также газовой шапки, остаются практически неизменными.

На четвертой стадии все притекающие к ловушке жидкие и газообразные углеводородные флюиды минуют ее и мигрируют далее вверх по восстанию оси вала в гипсометрически более высокие структурные или иные ловушки. Объем и положение небольшой нефтяной оторочки ниже замка структурной ловушки остаются неизменными.

Мы считаем, что нельзя полностью согласиться со схемой распределения залежей нефти и газа в последовательной цепи ловушек, предложенной С. П. Максимовым (1954, 1964), В. Гассоу (1954, 1955) и С. Ф. Федоровым (1956, 1961, 1962, 1963), в случае, когда пластовое давление превышает давление насыщения.

Допустим, что первая, наиболее погруженная, структурная ловушка расположена вблизи от области нефтегазообразования на глубине, где пластовое давление в пласте-коллекторе, по которому происходит миграция углеводородов, значительно превышает давление насыщения нефти газом и равно 190 кгс/см^2 при давлении насыщения 130 кгс/см^2. В этом случае в первую ловушку углеводороды будут поступать в однофазном состоянии, так как весь газ будет растворен в нефти. Если в своде первой ловушки пластовое давление будет более 130 кгс/см^2, то дифференциации нефти и газа в пределах ловушки не произойдет и нефть здесь будет значительно недонасыщена газом.

После полного заполнения первой ловушки до ее гидравлического замка избыток нефти начнет перетекать через этот замок и мигрировать в расположенную гипсометрически выше вторую ловушку. При этом давление в пласте, по которому будет мигрировать нефть с растворенным в ней газом, постепенно будет понижаться от 190 до 150 кгс/см^2, но поскольку это пластовое давление все еще остается выше давления насыщения, то и здесь выделения газа из нефти не произойдет, и во второй ловушке также образуется залежь нефти с растворенным в ней газом. Количество растворенного газа, содержащегося в каждой единице объема пластовой нефти, в первой и второй ловушках будет примерно одинаковым. Для нефтей большинства месторождений, например Печорской впадины Тимано-Печорской провинции, эта величина (по данным исследования глубинных проб нефти и замера начальных газовых факторов) составляет 95—110 м^3/т. Условно величина газонасыщенности нефти во второй ловушке может быть принята равной 110 м^3/т. При заполнении второй ловушки нефтью до ее гидравлического замка последующие порции нефти уже не будут задерживаться этой ловушкой и будут мигрировать далее вверх по восстанию к третьей ловушке. На первом участке пути между второй и третьей ловушками будет мигрировать только нефть, но по достижению ею глубин, где пластовое давление окажется равным давлению насыщения, а затем будет меньше последнего, из нефти

начнут выделяться первые порции ранее полностью растворенного в ней газа, и далее миграция будет осуществляться практически уже в виде двухфазного потока. К моменту достижения нефтью третьей ловушки из каждой единицы объема нефти выделится в свободную фазу количество газа, прямо пропорциональное разности между давлением насыщения нефти газом во второй ловушке (в нашем примере 130 кгс/см^2) и пластовым давлением в третьей ловушке (110 кгс/см^2). Количество газа, выделившегося из каждой единицы объема нефти в этом случае при достижении последней ловушки, может быть выражено следующей формулой:

$$Q_{г_0} = k\Delta p.$$

где $Q_{г_0}$ — количество газа, выделившегося из единицы объема нефти при миграции последней из второй ловушки в третью ловушку; k — коэффициент, учитывающий растворимость газа в нефти при повышении давления на 1 кгс/см^2 и зависящий от компонентного состава нефти и газа, пластовой температуры и интервала давлений; Δp — разность между давлением насыщения во второй ловушке и пластовым давлением в третьей ловушке.

Исходя из этого, общее количество газа, которое будет улавливаться третьей ловушкой до момента ее полного заполнения, будет равно количеству газа, выделяющемуся из единицы объема нефти при понижении давления от $p_п$ до $p_ш$, умноженному на объем нефти, поступившей в третью ловушку или мигрировавшей через нее и отдавшей часть ранее растворенного газа.

При заполнении третьей ловушки газом и нефтью до ее замка новые порции прошедшей через эту ловушку и частично дегазированной нефти будут мигрировать в гипсометрически еще более высоко расположенную четвертую ловушку. При этом новое понижение пластового давления вызовет выделение из нефти в свободную газовую фазу еще некоторого количества растворенного в ней газа, пропорционального разности пластовых давлений в третьей и четвертой ловушках, и в ней, как в третьей ловушке, будет формироваться газонефтяная залежь. В случае последующего увеличения в третьей ловушке газовой шапки, при соответствующем уменьшении мощности нефтяной оторочки до критической, поступление в эту ловушку дополнительных количеств углеводородов приведет к возникновению прорывов из нее газа, как это было описано выше, при рассмотрении заполнения нефтью и газом отдельной ловушки, и поступление газа в четвертую ловушку увеличится, что еще более будет способствовать образованию здесь газонефтяной залежи.

Формирование залежей нефти и газа в пятой и шестой ловушках будет происходить по тому же принципу, что и в четвертой ловушке, как за счет дополнительного выделения газа из нефти при понижении пластового давления от p_{IV} до p_V и p_{VI} (соответственно с 80 до 65 кгс/см^2), так и за счет дополнительного поступления

газа после полного заполнения третьей и четвертой ловушек и начала прорывов через них газа. Несомненно, что по такой же схеме происходило заполнение нефтью и газом седьмой ловушки, наиболее приподнятой. При достаточно большом количестве нефти и газа, поступающих из глубоко погруженных областей нефтеобразования, основная их масса после заполнения всей емкости первой — четвертой ловушек должна была поступить в седьмую ловушку и образовать здесь крупную газонефтяную залежь с большой газовой шапкой. По-видимому, именно такой процесс и происходил на северо-восточном склоне Южного Тимана при формировании здесь крупнейшего Ярегского месторождения, которое, несомненно, ранее было газонефтяным, с очень большой газовой шапкой. Если теперь мы попытаемся первую и вторую ловушку отождествить с Западно-Тэбукским и Джьерским месторождениями, третью—пятую ловушки — с Нижнеомринским, Верхнеомринским, Нибельским и Войвожским месторождениями, шестую ловушку — с группой Верхнеижемских небольших месторождений (Седьиольским, Западно-Изкосьгоринским, Роздинским, Кушкоджжским и Нямедским), то положение седьмой ловушки будет соответствовать Ярегскому месторождению тяжелой нефти.

Недостатком представленной нами схемы, как и схемы С. П. Максимова, В. Гассоу и С. Ф. Федорова, является статичность, т. е. рассмотрение миграции нефти и газа при фиксированном гипсометрическом положении ловушек и потоке углеводородных флюидов только вдоль оси вздымающегося вала, начиная с самой нижней в последовательной цепи ловушек. В действительности наблюдающаяся в природе картина миграции нефти и газа и заполнения ими ловушек значительно более сложная, так как большое влияние на конечное распределение залежей нефти и газа оказывают следующие факторы:

1) первичное количественное соотношение газообразных и жидких углеводородов, генерировавшихся нефтегазоматеринскими толщами;

2) возможное поступление части углеводородного потока непосредственно в ловушки средней части вала за счет местной миграции нефти и газа из прилегающих бассейнов их генерации;

3) направление движения пластовых вод, их газонасыщенность и избирательная способность к растворению газообразных и жидких углеводородов;

4) фациальный состав, выдержанность и коллекторские свойства пластов, по которым происходит миграция нефти и газа;

5) изменение взаимного гипсометрического положения ловушек и формирующихся в них залежей нефти и газа во времени с изменением соотношения пластового давления и давления насыщения в залежах;

6) степень герметичности покрышек над нефтяными и особенно над газонефтяными залежами;

7) гидрогеологическая и палеогидрогеологическая обстановка в пластах-коллекторах.

Не находят отражения в указанной схеме и особенности образования газоконденсатных залежей, довольно часто встречающихся в природе.

Влияние на формирование залежей нефти и газа перечисленных факторов сравнительно часто приводит к существованию «местных» закономерностей распределения нефтей, обратных принципу дифференциального улавливания. Эта точка зрения получила отражение в работах С. С. Эллерн (1967).

Н. А. Крылов (1971) также показывает, что характер дифференциации жидких и газообразных углеводородов на молодых платформах специфичен и не подчиняется закону дифференциального улавливания в чистом виде. Крупные разведанные запасы газа на эпипалеозойских платформах сосредоточены, как правило, в наиболее молодых продуктивных горизонтах и в наиболее высоких структурных ловушках.

Н. А. Крылов считает, что сложные закономерности дифференциального размещения жидких и газообразных углеводородов в осадочном чехле молодых платформ определяются рядом различных факторов, в том числе различным стратиграфическим положением преимущественно нефте- и газопродуцирующих свит, большой миграционной способностью газа, растворением нефти в газе при повышении давления и обратным процессом, стадийностью миграции тяжелых и легких углеводородов, приводящей к распределению нефти и газа в пределах одного комплекса в соответствии с законом ступенчатой миграции. Роль и сочетание этих факторов в различных областях неодинаковы.

Нам представляется, что особенно сильное влияние на фазовое состояние углеводородов в залежах оказывают вертикальные колебательные движения, которым подвержены структурные, стратиграфические и литологические ловушки в процессе геологического развития каждого конкретного региона.

Выше было сказано, что при уменьшении в ловушке пластового давления ниже давления насыщения содержащаяся в ловушке нефтяная залежь может перейти в газонефтяную за счет выделения из нефти, а иногда из пластовой воды растворенного газа, а при большом снижении пластового давления может образоваться почти чисто газовая залежь с небольшой по высоте нефтяной оторочкой.

В случае наличия в исходной ловушке крупной по объему газовой шапки с небольшой нефтяной оторочкой при ее погружении и увеличении в связи с этим пластового давления газ из газовой шапки уже не сможет раствориться в небольшом количестве нефти и будет происходить, как это можно представить себе упрощенно, растворение наиболее легких компонентов нефти в газе с образованием газоконденсатной залежи.

Естественно, что образование газоконденсатных залежей месторождений подобным способом, т. е. за счет газонефтяных залежей

при погружении последних и при значительном увеличении в них давления, является лишь одним из возможных путей.

Так, А. Г. Дурмишьян отмечает (1967), что основные закономерности формирования газоконденсатных залежей вытекают из особенностей фазового состояния нефти и газа в процессе их миграции, и подчеркивает, что указанное формирование обусловливается миграцией многокомпонентных углеводородов в ретроградной газовой фазе.

В связи с этим в процессе боковой миграции ретроградная газовая фаза, непрерывно освобождаясь от переходящих в жидкое состояние углеводородов, значительно опережала их в своем движении вверх по региональному восстанию пластов, в результате чего наиболее погруженные ловушки, расположенные ближе к путям миграции, насыщались раньше других, более приподнятых и отдаленных от мигрирующих углеводородов структур, и улавливали в основном ретроградную газовую фазу. Эта важная особенность и послужила основной причиной закономерной приуроченности газоконденсатных залежей к структурам, наиболее погруженным и ближе расположенным к сфере боковой миграции.

Таким образом, механизм и условия образования газоконденсатных залежей действительно могут быть различными. М. С. Бурштар и И. В. Машков (1968) в зависимости от условий формирования газоконденсатных залежей подразделяют последние на следующие подтипы:

1) собственно газоконденсатные залежи;

2) с нефтяной оторочкой, образовавшейся в результате частичного разрушения ретроградного газонефтяного раствора в чуждой для него термодинамической обстановке;

3) с остаточной нефтяной оторочкой, характеризующей определенный этап перехода газовых залежей с нефтяной оторочкой и газонефтяных в газоконденсатные;

4) с нефтяной оторочкой, образовавшейся за счет частичного разрушения собственно газоконденсатной залежи:

а) при снижении пластовых давлений и температур (под влиянием тектонических подвижек положительного знака);

б) при растворении движущимися подземными водами и выносе за пределы газоконденсатной залежи газов, являющихся компонентами ретроградного газонефтяного раствора.

Однако в целом необходимо отметить, что условия формирования газоконденсатных залежей еще недостаточно изучены.

Вертикальная миграция, т. е. перемещение нефти и газа снизу вверх через всю толщу отложений, располагающихся непосредственно над сформировавшимися залежами, протекает либо по системе трещин, либо непосредственно через всю систему пластов в результате явлений эффузии и диффузии. Блестящим примером миграции нефти непосредственно через толщу пород считается Сураханское нефтяное месторождение на Апшеронском полуострове в Азербайджанской ССР, где, как известно, на небольших глуби-

нах от поверхности имеются скопления белой нефти, практически лишенной смол.

Миграция больших количеств нефти непосредственно через толщу отложений снизу вверх происходит в природе, видимо, очень редко. В подавляющем большинстве случаев вертикальная миграция протекает по ослабленным в сводах структур зонам, различного рода трещинам и главным образом по сбросовым трещинам. Это весьма убедительно, как нам кажется, показал В. А. Горин (1946) на примере Калинского месторождения на Апшеронском полуострове. Наличие вертикальной миграции по системе дизъюнктивных нарушений и образование в результате этого залежей нефти устанавливает и Б. М. Саркисян (1947) на примере других месторождений Апшеронского полуострова.

Вопрос о времени миграции нефти и газа и их аккумуляции в виде скоплений промышленного характера, а также о расстояниях, на которые может распространяться эта миграция, до настоящего времени также остается дискуссионным. Интересную попытку установить продолжительность процесса образования и миграции нефти и газа на примере Эмбенского нефтеносного района сделал Н. А. Калинин (1957).

В. А. Соколов (1965) считает, что время образования залежей нефти и газа полностью зависит от условий миграции и аккумуляции. Он полагает, что для ловушек, образовавшихся в палеозойское, а также в мезозойское время, интервал времени, когда могли образоваться нефтегазовые залежи, настолько велик, что подобные определения времени образования залежей имеют, как правило, малое практическое значение.

В этом отношении следует также отметить попытку К. Р. Чепикова, Е. П. Ермоловой и Н. А. Орловой (1959) определить время прихода нефти в песчаные пласты-коллекторы на основании изучения характера взаимоотношения нефти с эпигенными минералами. В результате исследований образцов нефтесодержащих пород из крупных нефтяных месторождений Волго-Уральской провинции они установили, что эпигенные минералы, как правило, включений нефти не содержат. Это может служить доказательством того, что нефть заполняла поровые пространства пород после выделения в них всего комплекса эпигенных минералов и, следовательно, имеет более поздний возраст.

С. Ф. Федоров (1959) отмечает, что по его исследованиям и на основании работ ряда геологов США устанавливается минимальная мощность пород, при которой только начинается первичная миграция, равная 700 м. Такая мощность приблизительно отвечает толще девонских отложений Саратовского и Куйбышевского Поволжья, время образования которых исчисляется примерно в 30—40 млн. лет.

В. А. Соколов (1965), ссылаясь на проведенные исследования, считает, что дальняя миграция нефти и газа лимитируется процессами их рассеяния по пути миграции. Он не допускает подобной миграции на далекие расстояния и признает, например, маловероятным

миграцию значительных количеств газа из краевых прогибов на платформу.

Хотя при этом В. А. Соколов допускает, что рассеяние нефти по пути пластовой миграции имеет меньшие масштабы, чем рассеяние газа, он считает весьма дискуссионным поступление на платформу и больших количеств нефти из соседних депрессий. Поэтому для объяснения наличия здесь крупных скоплений нефти В. А. Соколов рекомендует ориентироваться на местные источники нефтеобразования.

С. П. Максимов (1964) пришел к выводу, что масштабы региональной миграции нефти колеблются от 30 до 90 км. Масштабы локальной миграции углеводородов определяются в 5—20 км.

Н. Д. Кованько и В. П. Савченко (1967), напротив, доказывают существование дальней миграции вверх по региональному восстанию пластов. Они считают, что существующие на территории Урало-Поволжья закономерности размещения залежей нефти и газа и физико-химические свойства последних могут быть объяснены только с позиций о дальней струйной миграции нефти и газа из питающих бассейнов по благоприятным тектоническим зонам. Такими региональными областями питания Н. Д. Кованько и В. П. Савченко считают Прикаспийскую впадину и Предуральский прогиб.

Определенные доводы в пользу дальней миграции приводят также С. Ф. Федоров, В. А. Чахмахчев и Б. М. Яковлев (1968). Указанные авторы, одобряя высказанную А. Л. Козловым идею о генетической связи нефтегазоносности геосинклиналей с примыкающими к ним платформам и подтверждая высказанную им в соответствии с этим полную возможность регионального перемещения нефти и газа из геосинклиналей на платформу, подчеркивают, что А. Л. Козлов, а также В. П. Савченко, В. Гассоу, В. Б. Порфирьев, В. Ф. Линецкий, Ю. Рич и др. допускают перемещение углеводородов на значительные расстояния от 200 до 800 км.

При этом С. Ф. Федоров, В. А. Чахмахчев и Б. М. Яковлев отмечают, что явления дальней боковой миграции нефти и газа не следует рассматривать с позиций кратковременного процесса, происходящего, допустим, в течение одного века. Только встав на точку зрения многофазности формирования месторождений, можно с достаточной обоснованностью говорить о дальних перемещениях углеводородов.

Авторы настоящей работы также допускают латеральную миграцию на значительные расстояния, в частности из предгорных прогибов на платформу. При этом необходимо учитывать также, в каком состоянии протекала миграция: в однофазном (газовом) или двухфазном (нефтегазовом). А. Я. Кремс (1964) считает, что миграция нефти и газа из впадин Урало-Пайховского предгорного прогиба на платформу протекала преимущественно в однофазном состоянии.

Возможность дальней латеральной миграции нефти и газа в газовой фазе допускают и многие другие советские геологи-нефтя-

ники, которые по существу признают, что миграция не только на большие, но и на сравнительно короткие расстояния в виде относительно тяжелой в сравнении с газом нефти мало вероятна. По этому поводу В. А. Кротова (1962) отмечает, что в последнее время исследователи все больше стали склоняться к мысли о преобладающем значении миграции в газовой фазе.

Некоторые исследователи допускают дальнюю миграцию углеводородных флюидов в виде очень легкой нефти, насыщенной газами, возможно сопровождающими ее в свободном состоянии. Доказательством этого они считают присутствие в пределах окраинных зон платформы, в частности на Русской платформе, газовых и газоконденсатных залежей в отложениях девона, карбона и перми.

Глава II

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ НА ЗЕМНОМ ШАРЕ

СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

Анализ огромного фактического материала по изучению нефтяных и газовых месторождений Советского Союза и зарубежных стран мира, выполненный И. О. Бродом и Н. А. Еременко (1957), М. К. Калинко (1964), А. А. Бакировым (1959), Н. Ю. Успенской (1952), С. П. Максимовым (1970), Н. А. Крыловым (1971), А. А. Бакировым, М. И. Варенцовым, Э. А. Бакировым (1971) и другими советскими геологами, убедительно показал существование важных закономерностей в размещении зон нефтегазонакопления и промышленных залежей нефти и газа на земном шаре.

Познание этих закономерностей имеет огромное научное и практическое значение благодаря тому, что дает возможность более или менее уверенно прогнозировать наличие промышленных месторождений нефти и газа на территории новых зон и даже областей.

Основываясь на аналогии геологических условий Волго-Уральской провинции с Тимано-Печорской, еще в самом начале 40-х годов геологи оценили последнюю как высокоперспективную по нефти и газу. Эти прогнозы в дальнейшем, особенно в период 1959—1972 гг., блестяще оправдались: на территории провинции был открыт ряд ценных месторождений легкой нефти и газа.

И. М. Губкин четко сформулировал основной закон размещения нефтяных и газовых месторождений в геосинклинальных областях земного шара. Он сводится к тому, что региональные зоны нефтегазонакопления в геосинклинальных областях приурочены к окраинным, периферийным частям складчатых областей, их погружениям, а также к межгорным впадинам.

На территории платформенных областей, как было установлено в дальнейшем, нефтяные и газовые месторождения приурочены к благоприятным в структурном и литолого-фациальном отношении зонам, которые в прошлом были областями трансгрессии древних

морей из прилегающих геосинклиналей. При этом на платформе создавались благоприятные условия для образования нефти и газа и формирования их залежей.

Современные взгляды на размещение региональных зон нефтегазонакопления на платформах четко выразил М. Ф. Мирчинк, который, в частности, отметил особую роль крупных геотектонических элементов-структур первого порядка. Региональные зоны нефтегазонакопления на платформах находятся на склонах сводовых поднятий или в периферийных частях впадин в пределах платформенной плиты, а также на платформенных склонах внешних краевых впадин, обращенных в сторону складчатых геосинклинальных областей. Положительные структурные формы второго и третьего порядков (валы, брахиантиклинали и купола) способствуют аккумуляции нефти и газа в виде залежей структурного, стратиграфического и литологического типов.

В настоящее время установлено, что в пределах всех континентов земного шара региональные зоны нефтегазонакопления приурочены:

1) в пределах геосинклинальных областей к окраинным частям складчатых сооружений, к далеким их склонам и прилегающим впадинам предгорных прогибов, а в отдельных случаях и к межгорным впадинам;

2) на территории платформенных областей к крупным геотектоническим элементам — структурам первого и второго порядков, в частности к сводовым поднятиям и крупным внутриплатформенным впадинам, а также к краевым платформенным впадинам, непосредственно прилегающим к глубоким впадинам предгорного прогиба.

Следовательно, в размещении региональных зон нефтегазонакопления на земном шаре основную роль играет тектонический (структурный) фактор. Это наглядно видно на примере Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Так, по данным С. П. Максимова (1971), 74% всех выявленных здесь запасов нефти и 82% свободного газа приурочено к сводам и их склонам. Подобная закономерность наблюдается также на территории других нефтегазоносных районов Советского Союза и зарубежных стран.

ЗНАЧЕНИЕ КРУПНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ ЗЕМНОЙ КОРЫ В РАЗМЕЩЕНИИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

М. К. Калинко (1964), анализируя распределение нефти и газа на земном шаре, приходит к выводу, что региональные зоны нефтегазонакопления располагаются только в структурных впадинах — в структурах первого или второго порядков, а частота развития залежей, масштабы и условия их распространения находятся в полной зависимости от природы и возраста впадин.

Так, чем моложе внутриплатформенная впадина, тем реже содержит она промышленные залежи нефти и газа, и наоборот.

В межгорных же и предгорных впадинах наблюдается противоположная закономерность, а именно: чем моложе впадина, тем чаще встречаются в ней промышленные залежи нефти и газа. Например, до настоящего времени не обнаружено вовсе залежей нефти и газа в каледонских межгорных впадинах. Сравнительно редко подобные залежи встречаются в герцинских впадинах и имеют небольшие размеры, в мезозойских же они встречаются почти всегда, имея в подавляющем большинстве случаев небольшие и средние размеры. Наибольшее количество часто крупных и очень крупных нефтяных и газовых залежей приурочено к альпийским межгорным впадинам.

В краевых впадинах наблюдается следующая картина: сравнительно редки и обычно небольших размеров залежи в раннепалеозойских впадинах, а в позднепалеозойских и мезозойских они встречаются постоянно и характеризуются значительными размерами. Несколько реже залежи нефти и газа наблюдаются в кайнозойских впадинах.

Не менее важна и констатируемая М. К. Калинко закономерность пространственного распределения нефтяных и газовых месторождений внутри впадин. Во-первых, всегда или почти всегда встречаются залежи нефти и газа в центральных, наиболее погруженных зонах впадин при наличии здесь благоприятных ловушек. Во-вторых, не всегда бывают залежи нефти и газа в периферийных частях впадин, нередко наблюдается асимметрия в их расположении.

М. К. Калинко отмечает также определенные закономерности и в распределении залежей нефти и газа по стратиграфическому разрезу впадин. Так, для палеозойских впадин в общем случае характерна приуроченность максимальных запасов нефти к средней части разреза (средний палеозой), меньшие запасы находятся в верхней части разреза и намного меньшие — в более низких стратиграфических горизонтах. Запасы газа увеличиваются в кровле группы. В мезозойских же эпигерцинских впадинах максимальное количество углеводородных газов характерно для нижних горизонтов платформенного чехла, вверх по разрезу оно убывает.

При этом здесь чаще, чем в остальных геоструктурных зонах, встречаются газовые и газоконденсатные залежи. Нефтяные залежи во впадинах подобного типа чаще встречаются в средней части платформенного чехла. В межгорных же и предгорных впадинах количество углеводородов максимально в самых верхних горизонтах и убывает вниз по разрезу.

Рассмотренные закономерности распределения залежей нефти и газа, по мнению М. К. Калинко, обусловлены природой процессов нефтегазообразования, аккумуляцией нефти и газа и их рассеиванием, тесно связанными и зависящими от истории геологического развития отдельных участков земной коры. Так, распространение залежей нефти и газа только в пределах структурных впадин объясняется тем, что процессы образования и аккумуляции этих полезных ископаемых могут развиваться только при условии достаточ-

ного и непрерывного погружения нефтематеринских осадков. Постоянное присутствие залежей нефти и газа в палеозойских и мезозойских внутриплатформенных впадинах объясняется тем, что эти впадины сравнительно древние, благодаря чему в них полнее развивались процессы генерации битумов и аккумуляции нефти и газа, а рассеивание произошло в относительно небольших масштабах.

Альпийские внутриплатформенные впадины находились в менее благоприятных условиях, так как в своем большинстве они не испытали еще достаточно глубокого и длительного погружения. Поэтому здесь не было значительной генерации нефти и газа и аккумуляции их в виде залежей. В подтверждение правильности этого представления М. К. Калинко ссылается на немногочисленные случаи, когда глубоко погруженные альпийские платформенные участки содержат залежи нефти и даже газа (Суэцкий и Рейнский грабены, Камбейская впадина и др.). В межгорных же и предгорных альпийских впадинах, где протекало интенсивное погружение, процессы генерации нефти и газа и их аккумуляции развивались очень широко, а процессы рассеяния — незначительно.

Залежи нефти и газа в мезозойских межгорных впадинах сохранились благодаря тому, что здесь процессы рассеяния вследствие их небольшой скорости не получили развития, хотя процессы генерации и аккумуляции закончились давно. В герцинских же и каледонских межгорных впадинах, в которых процессы рассеяния зашли очень далеко, от сформировавшихся здесь залежей нефти и газа остались только отдельные небольшие скопления, приуроченные главным образом к верхней части разреза, содержащей коллекторы трещинного типа. Наличие или отсутствие залежей нефти и газа в пределах периферических частей впадин связано с характером, направленностью и длительностью тектонических движений, а также с временем вовлечения их в погружение.

Приуроченность максимальных запасов нефти к средним частям разреза палеозойских и мезозойских впадин вызвана, по мнению М. К. Калинко, тем, что этим частям разреза свойственны оптимальные соотношения скоростей аккумуляции и разрушения.

Благодаря высокому темпу прогибания скорость аккумуляции для межгорных и предгорных впадин для верхней части разреза была высокой, а скорость разрушения низкой. Считается, что для более древних горизонтов соотношение между скоростями указанных процессов аккумуляции и разрушения было менее благоприятное.

Анализ условий распространения скоплений нефти и газа по различным нефтегазоносным областям и провинциям (А. А. Бакиров, М. И. Варенцов, Э. А. Бакиров, 1971) показывает, что каждый регионально нефтегазоносный комплекс содержит залежи нефти и газа далеко не повсеместно. Ареалы распространения углеводородов приурочены только к территориям с благоприятными коллекторскими свойствами этого комплекса, при наличии газонефтенепроницаемой покрышки. Ареалы распространения скоплений

углеводородов в различных комплексах одной и той же области могут как совпадать, так и не совпадать. Пространственное совпадение ареалов отмечается, как правило, только в тех случаях, когда общая направленность тектонического развития нефтегазоносной области для рассматриваемых комплексов была одинаковой.

А. А. Бакиров (1959, 1971) связывает формирование зон (областей) регионального нефтегазонакопления с определенными генетическими типами крупных геоструктурных элементов земной коры.

На всех континентах нефтегазоносные области приурочены к следующим структурным элементам:

1) на территории платформ:

а) к сводовым поднятиям;

б) к линейно вытянутым поднятиям типа мегавалов;

в) к внутриплатформенным впадинам;

г) к линейно вытянутым грабенообразным прогибам (авлакогенам);

2) на территории складчатых сооружений (геосинклинальных областей):

а) к межгорным (внутригеосинклинальным) впадинам;

б) к срединным массивам внутри складчатых областей;

в) к областям периклинального регионального погружения складчатых сооружений;

3) на переходных территориях: к краевым и предгорным впадинам.

Различные типы геоструктурных элементов, к которым приурочены нефтегазоносные области, распределены на континентах крайне неравномерно. Основные запасы нефти сосредоточены в платформенных областях.

В странах Ближнего Востока ведущая роль принадлежит платформенной территории в восточной части Аравийской плиты, а на Южно-Американском континенте — межгорным и предгорным впадинам. В Юго-Восточной Азии около 85% суммарной добычи нефти и ее запасов также приходится на межгорные впадины геосинклинального пояса.

В Северной Америке по состоянию на 1968 г. на долю платформенных областей, включая краевые впадины, приходилось 71,8% добычи и 82,8% запасов нефти.

Закономерности размещения региональных зон нефтегазонакопления на всех континентах имеют ряд общих особенностей. Крупные платформенные сводовые поднятия, особенно те из них, которые сохранялись длительное время без заметного переформирования, в большинстве случаев наиболее благоприятны для формирования богатых зон нефтегазонакопления.

В пределах сводовых поднятий основные зоны нефтегазонакопления приурочены к валоподобным поднятиям, хотя нередко встречаются также зоны, связанные с региональным выклиниванием или замещением проницаемых слоев непроницаемыми, а также с ри-

фами и образованиями смешанного типа. При прочих равных условиях наиболее богатые зоны расположены на склонах сводов, сочленяющихся с крупными впадинами.

С линейно вытянутыми мегавалоподобными поднятиями могут быть также связаны богатейшие зоны нефтегазонакопления структурного, стратиграфического и литологического типов. Первые два типа встречаются как на сводах, так и на склонах поднятий, третий — в основном на склонах.

В пределах внутриплатформенных и краевых впадин зоны нефтегазонакопления могут формироваться как в бортовых, так и в центральных, наиболее погруженных частях при наличии соответствующих структурных и литолого-фациальных условий.

Во внутриплатформенных впадинах чаще всего распространены зоны нефтегазонакопления, связанные с валоподобными поднятиями, а также с зонами выклинивания и литологического замещения. Встречаются также зоны, связанные с погребенными песчаными валами типа бар.

В линейно вытянутых грабенообразных прогибах, строение которых изучено пока еще очень слабо, выявленные зоны нефтегазонакопления приурочены преимущественно к приразломным поднятиям, группирующимся вдоль нарушений, осложняющих прибортовые зоны этих прогибов.

В межгорных впадинах наиболее богатые месторождения нефти и газа располагаются в сравнительно более погруженных прибортовых и центральных частях впадин. При этом ведущая роль в формировании здесь зон нефтегазонакопления принадлежит нарушениям, выполняющим роль экрана. Большинство месторождений приурочено к приразломным антиклиналям, расположенным вдоль опущенных крыльев сбросов.

В предгорных впадинах региональные скопления нефти и газа часто с четко выраженной зональностью в размещении зон нефтегазонакопления расположены в большинстве случаев в зонах региональных линейно вытянутых поднятий в прибортовых и в центральных частях этих впадин. Так, в пределах Предаппалачской впадины зоны преимущественного нефтенакопления отмечаются в основном в более погруженных, в том числе в центральных частях впадины, а зоны преимущественного газонакопления — на более приподнятых прибортовых ее частях. Встречаются также зоны нефтегазонакопления, связанные с зонами выклинивания или замещения и с солянокупольной тектоникой, а на платформенных бортах впадин — с зонами развития рифов.

В предгорных впадинах, как в межгорных, наиболее крупные скопления нефти и газа приурочены к более погруженным бортовым частям и приосевым их зонам. В соответствии с этим в более приподнятых бортовых частях этих впадин не встречаются, как правило, более или менее значительные скопления нефти и газа.

А. А. Бакиров (1959, 1971) констатирует также генетическую связь формирования самостоятельных залежей и газа в пределах

отдельных районов определенной зоны нефтегазонакопления с наличием следующих геологических факторов:

а) валообразных поднятий на платформах и антиклинориев в геосинклинальных областях;

б) региональных выклиниваний отдельных литолого-стратиграфических комплексов-коллекторов или замещений проницаемых песчаных или карбонатных отложений непроницаемыми глинистыми и другими породами по восстанию пластов;

в) региональных рифогенных образований;

г) региональных стратиграфических несогласий;

д) солянокупольных структур;

е) региональных дизъюнктивных нарушений;

ж) погребенных песчаных валов (баров по И. М. Губкину);

з) регионального развития тектонической трещиноватости;

и) погребенных песчаных валов и дельт палеорек.

Н. Ю. Успенская (1952) отмечает, что анализ данных, характеризующих условия залегания нефти и газа в палеозойских месторождениях и распространение их на Русской и Северо-Американской платформах, указывает на общность основных условий нефтегазонакопления на платформенных территориях земного шара.

РАЗМЕЩЕНИЕ КРУПНЫХ И КРУПНЕЙШИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРЕДЕЛАХ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Выявленные запасы нефти и газа на земном шаре размещены крайне неравномерно. Подавляющая их часть в каждом нефтегазоносном бассейне (провинции) сосредоточена в ограниченном числе месторождений на сравнительно небольшой площади. Так, в США 60% запасов нефти сосредоточено в 259 месторождениях-гигантах, составляющих всего 2% от количества открытых месторождений. В пределах Ближнего и Среднего Востока, где сконцентрировано около 70% всех запасов нефти пяти континентов земли, на долю Кувейта, занимающего всего 4% территории стран Ближнего и Среднего Востока, приходится более 25% выявленных запасов нефти. Всего по пяти континентам на долю 71 месторождения нефти из более 20 тыс. выявленных приходится 88% мировых запасов, из них 6 месторождений-супергигантов содержат более 45% всех начальных разведанных запасов.

Выяснение условий, благоприятных для образования крупных и крупнейших месторождений нефти и газа, и установление характера их размещения в пределах региональных зон нефтегазонакопления имеют в настоящее время огромное практическое значение, так как обеспечивают максимальный прирост промышленных запасов и благодаря этому высокую эффективность геологопоисковых и разведочных работ.

Вопросы закономерностей размещения и условия формирования

крупных месторождений нефти и газа в пределах зон нефтегазонакопления детально рассмотрены в ряде работ С. П. Максимова (1962, 1964).

Крупные и крупнейшие месторождения нефти и газа принято, как правило, дифференцировать на два основных типа:

1) однопластовые крупные месторождения, в недрах которых богатейшие запасы нефти и газа приурочены в основном к одной залежи;

2) многопластовые крупные месторождения, в недрах которых богатейшие запасы нефти и газа содержатся в нескольких залежах, примерно одинаковых по своим масштабам.

Ярким примером месторождений первого типа являются нефтяные месторождения Ист-Техас, Хасси-Мессауд, Бурган и другие; газовые — Хасси Р'Мель, Оренбургское, Шебелинское, Газли, Вуктыльское, Уренгойское и др.

Типичным примером месторождений второго типа являются богатые нефтяные месторождения Калифорнии—Вентура, Санта-Фе-Спрингс и другие, содержащие до 40 залежей, а также месторождения Апшеронского полуострова, особенно Балахано-Сабунчино-Раманинское и Бибиэйбатское, и других районов. Среди газовых месторождений следует отметить Панхендл-Хьюготон, содержащее более четырех практически равноценных залежей.

Наличие в природе двух типов крупных высокодебитных месторождений объясняется различными генетическими условиями образования каждого из них. Так, для крупных месторождений первого типа характерны весьма значительные размеры структурной ловушки; сравнительно большие мощности основного продуктивного пласта-коллектора; хорошая покрышка над ним, сложенная практически непроницаемыми породами значительной мощности.

Для крупных месторождений второго типа, кроме наличия структурной ловушки, необходимо только одно условие: весьма значительная мощность продуктивной толщи, состоящей из чередования пачек пластов проницаемых и практически непроницаемых пород.

Месторождения первого типа формируются, как правило, в результате латеральной миграции, а второго типа — в результате латеральной и вертикальной миграции.

Месторождения первого типа свойственны в основном платформенным областям, а второго — преимущественно геосинклинальным областям. В редких случаях месторождения второго типа встречаются при благоприятных условиях в пределах платформенных впадин.

Для образования крупных залежей нефти и газа первого типа необходимы также быстрый темп аккумуляции углеводородов и длительное развитие процессов аккумуляции при очень малой скорости процессов разрушения (М. К. Калинко, 1964).

Быстрый темп аккумуляции углеводородов, в частности в платформенных впадинах, возможен только в тех случаях, когда вблизи

располагается предгорная впадина, для которой, как известно, характерно сравнительно быстрое и значительное погружение. Таковы, например, условия формирования Северо-Ставропольского газового месторождения.

Большинство крупных месторождений первого типа, расположенных на платформах, формировались в течение длительного времени и приурочены к наиболее повышенным центральным зонам и пологим, осложненным локальными структурами, склонам весьма крупных тектонических поднятий. При этом над толщей продуктивных отложений должна залегать достаточно мощная пачка практически непроницаемых пород.

При таких условиях формировались, например, месторождения нефти Туймазинское, Ромашкинское, Бурган (Кувейт), Ист-Техас (США) и другие, месторождения газа Панхендл-Хьюготон, Оренбургское, Шебелинское, Вуктыльское и др.

Для крупных месторождений второго типа размеры структурной ловушки могут быть меньше, чем для месторождений первого типа. В данном случае относительно небольшие размеры структурной ловушки компенсируются наличием целого ряда (от 4 до 30) самостоятельных залежей, изолированных одна от другой, практически равноценных или почти равноценных и распространенных на большом расстоянии по стратиграфическому разрезу месторождения.

Месторождения второго типа формируются, как правило, в несколько самостоятельных этапов, связанных с несколькими самостоятельными циклами латеральной миграции (С. П. Максимов, 1964) при одновременном проявлении в отдельных случаях вертикальной миграции.

Для формирования подобного типа крупных месторождений необходимо существование нескольких циклов нефтегазообразования, что может быть только при значительном и весьма длительном погружении бассейна осадконакопления.

Таким образом, если в разрезе отложений определенного региона имеется мощная толща нефтегазоматеринских пород, погруженная в центральных частях впадин на сравнительно большую глубину, то можно надеяться на обнаружение здесь крупных месторождений или большого количества средних, а возможно, и мелких, но близко расположенных друг к другу месторождений.

Итак, можно сделать следующие основные выводы.

1. Во всех нефтегазоносных областях и провинциях на земном шаре месторождения нефти и газа обычно располагаются группами и образуют, как правило, самостоятельные зоны нефтегазонакопления, различные по своему промышленному значению.

2. Распределение подобных зон регионального нефтегазонакопления контролируется в основном структурно-тектоническими условиями.

3. Региональные зоны нефтегазонакопления приурочены главным образом к тектоническим впадинам (структурам первого или второго порядков), причем количество залежей, масштабы и усло-

вия их распространения зависят от природы, особенностей строения и развития, а также возраста впадин.

4. На территории платформ региональные зоны нефтегазонакопления приурочены к крупным сводовым и валоподобным поднятиям, внутриплатформенным впадинам и краевым впадинам, на территории геосинклинальных областей — к предгорным и межгорным впадинам. Некоторые исследователи в составе предгорных впадин выделяют далекие склоны складчатых сооружений в зоне перехода их в предгорный прогиб.

5. Промышленное значение региональных зон нефтегазонакопления зависит от возраста каждого геоструктурного элемента и относительного расположения зон в его пределах.

6. Среди тектонических впадин ведущее место принадлежит краевым впадинам на платформах, включая склоны крупных сводовых поднятий, при этом возраст впадины оказывает значительное влияние на характер зоны нефтегазонакопления.

Для внутриплатформенных впадин установлено, что наиболее богатыми зонами нефтегазонакопления характеризуются палеозойские впадины; реже встречаются богатые зоны в мезозойских впадинах; в кайнозойских впадинах зоны нефтегазонакопления встречаются наиболее редко.

В части предгорных и межгорных впадин следует отметить, что чем моложе каждая из них, тем чаще и богаче (по промышленному значению) встречаются в их пределах зоны нефтегазонакопления.

7. Наличие региональных нефтегазонасыщенных толщ наблюдается в нижней трансгрессивной (базальной) и в верхней регрессивной частях каждого самостоятельного седиментационного цикла.

Глава III

ИСТОРИЧЕСКИЙ ОЧЕРК

Нефть в бассейне реки Ухты была известна еще в древние времена.

До 1917 г. различными предпринимателями и Горным департаментом царской России было пробурено на Ухте более двух десятков разведочных скважин, причем ни одна из них не дала положительных результатов (рис. 2).

В 1918 г. В. И. Ленин поручил ВСНХ разработать конкретные предложения по поискам нефти и угля в Печорском крае. Летом 1918 г. сюда была направлена одна из первых советских геологических экспедиций на нефть и горючие битуминозные сланцы.

Экспедиция в Ухтинский район была организована Геологическим комитетом под руководством известного геолога-нефтяника К. П. Калицкого и геолога А. А. Стоянова. По заключению И. М. Губкина, эта экспедиция прибыла в Петроград поздней осенью 1918 г. с ценными результатами. Настоятельно требовались геологические исследования на Ухте.

В 1919 г. в Ухтинский район была послана вторая геологическая экспедиция во главе с А. А. Стояновым. Однако из-за стычек с белогвардейцами в бассейне Печоры она не достигла места своего назначения и ограничилась разведкой горючих сланцев вблизи с. Усть-Вымь.

В сентябре 1919 г. к В. И. Ленину с обстоятельной докладной запиской, озаглавленной «Ухтинская нефть», обратился А. С. Соловьев. Он отмечал богатство нефтепроявлений в бассейне Ухты и просил Владимира Ильича дать распоряжение о разработке ухтинской нефти.

В. И. Ленин, несмотря на сложную военную обстановку, не оставил без внимания записку А. С. Соловьева и направил ее заместителю председателя ВСНХ тов. Ломову. В 1920 г. после освобождения Севера от интервентов и белогвардейцев В. И. Ленин направил Г. И. Ломову, командированному в Архангельск, телеграмму, в которой просил разыскать печатные материалы и отчеты о нефтеносном районе Ухты. Однако обстановка в стране складывалась в то

время так, что начать поисковые и разведочные работы на Ухте не удавалось.

В 1929 г. была организована крупная для того времени комплексная геологоразведочная экспедиция на Ухту. Все необходимые для нее материалы, снаряжение и запасы продовольствия были доставлены по железной дороге в Архангельск и оттуда на пароходах «Умба» и «Софья Перовская» по Белому и Баренцеву морям перевезены к устью Печоры. Здесь все имущество экспедиции было перегружено на речные пароходы и баржи и поднято вверх по Печоре до с. Шельяюр в устье р. Ижма. Отсюда имущество экспедиции потянулось людьми вручную вверх по Ижме и Ухте до места впадения притока Чибью.

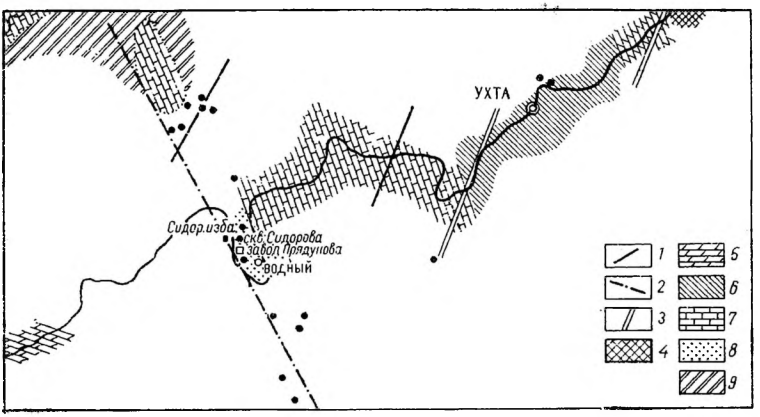


Рис. 2. Обзорная карта Ухтинского нефтеносного района с расположением разведочных скважин, пробуренных до Великой Октябрьской социалистической революции.

1 — оси складок; *2* — ось свода Ухтинской складки; *3* — флексуры; свиты верхнего девона сверху вниз: *4* — ухтинская; *5* — сирачой-бельгопская; *6* — ветласянская; *7* — доманиковая; *8* — нефтеносная; *9* — юрские отложения.

21 августа 1929 г. первый отряд Ухтинской комплексной геологоразведочной экспедиции в количестве 134 человек прибыл к устью Чибью и высадился на левый берег Ухты.

В октябре 1929 г. на Ухту прибыл второй отряд экспедиции, в составе которого была группа специалистов во главе с опытным геологом Н. Н. Тихоновичем. Этой же осенью были намечены места для заложения первых поисково-разведочных скважин в районе устья Яреги и на Чибьюском участке.

В апреле 1930 г. намеченная на Чибьюском участке скважина была забурена буровым мастером И. И. Косолапкиным, а осенью из нее был получен промышленный приток легкой нефти из аналога пашийской свиты верхнего девона дебитом около 4 т/сут при самопереливе. Так было открыто первое в нашей стране месторождение легкой девонской нефти, названное Чибьюским. Этот факт имел

большое значение, так как позволил в дальнейшем вести настойчивые и уверенные поиски девонской нефти и в районах Волго-Уральской провинции, увенчавшиеся большим успехом: открытием в 1944 г. богатейших залежей девонской нефти на Яблоновоовражном, Туймазинском, а затем и на других месторождениях в Башкирии, Татарии, Куйбышевской области и в других нефтеносных районах провинции.

На базе Чибьюского месторождения был создан нефтепромысел, а в июне 1931 г. началась и переработка нефти на кубовой установке, положившая начало созданию в Ухте нефтеперерабатывающей промышленности.

В 1930 г. из Ухты в район Средней Печоры был направлен первый отряд геологов для организации здесь поисков нефти и угля, а в июне 1931 г.— поисковый отряд на р. Воркута, который основал на ее берегу небольшой поселок и заложил первый угольный рудник. К началу 1934 г. здесь были построены две капитальные угольные шахты и подготовлен ряд участков для заложения новых шахт.

В 1932 г. на Ухте было открыто месторождение тяжелой нефти, названное Ярегским. На базе этого месторождения и ранее открытого Чибьюского начала развиваться добыча нефти.

Ухтинская комплексная экспедиция за пять лет своей деятельности добилась того, чего не могли сделать капиталистические предприниматели за 50 дореволюционных лет. Ухтинский район сделался перспективным промышленным нефтеносным районом. В 1932 г. экспедиция была реорганизована в Ухто-Печорский трест во главе с Н. Н. Тихоновичем. Трест широко развернул поисковые работы.

Несмотря на полное отсутствие дорог, оборудование и материалы для бурения поисковых и разведочных скважин с огромными трудностями бурлацким способом были заброшены в верховье Ижмы на выявленную здесь Седьюльскую структуру. Было начато бурение удаленных от Ухты поисковых скважин на Малокожвинской структуре в бассейне среднего течения р. Печоры, в пределах юго-восточного погружения Печорской тектонической гряды, на Большепорожской площади Юго-Западного Притиманья и т. д. В 1934 г. было открыто Малокожвинское (Югидское) месторождение нефти на Средней Печоре, а в 1935 г. мощным фонтаном газа было ознаменовано открытие в верховьях Ижмы Седьюльского газового месторождения, на базе которого впоследствии был создан первый в СССР газовый промысел.

Добыча легкой нефти продолжала сравнительно быстро расти и уже в 1938 г. составила более 63,7 тыс. т. Для ее вывоза необходимо было строительство железной дороги, к проектированию которой на участке Котлас—Ухта и приступил в 1937 г. Ухто-Печорский трест.

В процессе разведки и опытной эксплуатации огромной по геологическим запасам Ярегской залежи тяжелой нефти выяснилось,

что из-за исключительно высокой вязкости вести разработку этой залежи скважинами, пробуренными с поверхности земли, экономически не выгодно. Поэтому, начиная с 1936 г., объем добычи нефти на Ярегском месторождении резко упал, составив в 1937 г. всего 128 т. Тогда группой ухтинских инженеров и геологов было предложено осуществить добычу ее шахтным способом, ранее не практиковавшимся в нашей стране.

10 октября 1937 г. была заложена первая в стране нефтяная шахта, давшая нефть в сентябре 1939 г. Добача тяжелой нефти начала очень быстро расти: с 2251 т в 1939 г. до 30 102 т в 1941 г. Опыт работы нефтяной шахты оказался удачным, и вскоре были заложены еще две шахты. Шахта 3 была введена в эксплуатацию в 1943 г., а шахта 2 в 1949 г. Это позволило сравнительно интенсивно наращивать в годы войны добычу тяжелой нефти и довести ее в 1945 г. почти до 160 тыс. т.

К декабрю 1940 г. было закончено строительство железной дороги на участке Котлас—Ухта, благодаря чему ухтинская нефть получила выход в центральные и особенно северо-западные промышленные районы страны.

В 1938 г. Ухто-Печорский трест разделился на Ухтинский нефтегазовый и Воркутинский угольный комбинаты, что еще более ускорило развитие нефтегазовой и угольной промышленности. В течение 1937—1939 гг. был построен автомобильный тракт Ухта—Крутая в район открытого в 1935 г. Седьиольского газового месторождения, на котором в 1939 г. были добыты первые 5 млн. м^3 природного газа.

В 1943 г. в низах франского яруса верхнего девона было открыто Войвожское газовое месторождение, а в 1946 г. на этом же месторождении выявлена в аналоге живетского яруса среднего девона крупная залежь легкой нефти.

В 1947 г. был построен нефтепровод Войвож—Ухта длиной 110 км, а в 1948 г. введен в эксплуатацию первый в мире наземный подвесной газопровод Войвож—Ухта—Сосновка—Ярега длиной 140 км.

Вслед за Войвожским месторождением в Омра-Сойвинском районе в 1945—1952 гг. были открыты Нибельское, Верхнеомринское и Нижнеомринское газонефтяные месторождения, а в северной части Верхнеижемского района — Северо-Седьиольское, Кушкоджское и Нямедское газовые месторождения. В начале 50-х годов суммарная годовая добыча легкой и тяжелой нефти превысила 500 тыс. т, а природного газа добывалось более 1 млрд. м^3, что по тому времени было большим достижением.

В последующие годы добыча природного газа начала медленно снижаться в связи с тем, что после открытия в 1952 г. Нижнеомринского месторождения на протяжении четырех лет не было открыто ни одного нового промышленного месторождения газа, и только в 1956 г. в Верхнепечорском районе было открыто Джебольское газоконденсатное месторождение. Здесь было полу-

чено четыре мощных фонтана конденсатного газа дебитом до 1 млн. м³/сут в основном из отложений нижнего карбона, а также из поддоманиковой толщи девона. Было сделано допущение о значительных запасах этого месторождения.

Однако дальнейшая разведка показала, что выявленные здесь залежи газа приурочены не к регионально развитым пластам-коллекторам, а к ограниченной по размерам линзе с запасами не более 1 млрд. м³. Поэтому все пробуренные в дальнейшем на Джебольском месторождении скважины оказались непромышленными или малодебитными. Помимо Джебольского месторождения, в Верхнепечорском районе в 1956—1957 гг. были открыты небольшие по размерам Троицко-Печорское газовое, а также Ягтыдинское и Северо-Мылвинское нефтяные месторождения.

Ухтинские геологи настойчиво продолжали поиски нефти и газа на территории провинции, и в 1959 г. было открыто богатейшее Западно-Тэбукское месторождение.

По результатам бурения первых поисковых скважин, выявивших значительные размеры месторождения, параллельно с разведкой проводились обустройство месторождения, а также строительство дороги и нефтепровода Западный Тэбук—Ухта. Это позволило задолго до полного окончания разведки и утверждения запасов нефти по Западно-Тэбукскому месторождению в ГЗК начать в 1961 г. его опытно-промышленную эксплуатацию с подачей нефти по введенному в строй в августе 1961 г. нефтепроводу на Ухтинский нефтеперерабатывающий завод. Быстрое освоение Западно-Тэбукского месторождения позволило в течение семилетки 1959—1965 гг. более чем в 3 раза увеличить объемы добычи нефти и значительно перевыполнить семилетний план.

Вслед за Западно-Тэбукским нефтяным месторождением в 1961—1963 гг. были открыты Восточно-Савиноборское, Мичаюское, Джьерское, Пашнинское и Северо-Савиноборское нефтяные месторождения, обеспечившие дальнейшее наращивание добычи нефти. В 1964 г. Ухтинским территориальным геологическим управлением было открыто Вуктыльское газоконденсатное месторождение. После опробования первых трех скважин запасы газа в карбонатной толще нижней перми — среднего карбона были оценены в 1966 г. в 180—200 млрд. м³. В 1971 г. запасы месторождения были оценены в 500 млн. м³ газа и 185 млн. т конденсата.

Месторождение оказалось исключительно высокодебитным. Однако возможности месторождения не исчерпаны и могут быть расширены, во-первых, за счет вовлечения в разработку ресурсов газа, содержащихся в малопористых коллекторах, во-вторых, за счет разведки поднадвиговой части складки, а также глубоких горизонтов карбона, девона и нижезалегающих отложений, в которых вероятно выявление самостоятельных крупных залежей. Даже уже разведанные к настоящему времени запасы Вуктыльского месторождения могут обеспечить добычу газа в объеме 15—20 млрд. м³ и конденсата — 5—7 млн. т в год.

В настоящее время строительство первой очереди газопровода Вуктыл—Ухта—Череповец—Торжок закончено и вуктыльский газ поступает на Череповецкий металлургический комбинат и другие предприятия центральных и северо-западных промышленных районов.

В 1967—1970 гг. фонтаны конденсатного газа были получены из поддоманиковых отложений девона также на Печоро-Городской и Печоро-Кожвинской структурах.

Огромное значение имело открытие Усинского многопластового нефтяного месторождения, расположенного в новой крупнейшей зоне нефтенакопления, связанной с Колвинским мегавалом. Только запасы тяжелой нефти в пермско-каменноугольных отложениях в несколько раз превышают геологические запасы нефти Западно-Тэбукского месторождения. В среднедевонских песчаниках здесь выявлена крупная высокодебитная нефтяная залежь. Запасы ее превышают запасы Западно-Тэбукского и Пашнинского месторождений вместе взятых. Данные скв. 30 указывают на продолжение среднедевонской залежи на далекую северную периклиналь Усинской и далее на южное погружение Возейской структур. В этом случае можно ожидать увеличения запасов по среднедевонской залежи легкой нефти еще не менее чем в 2 раза.

В последнее время получены также мощные фонтаны нефти из отложений среднего девона на северной периклинали Возейской структуры, подтверждающие правильность оценки высоких перспектив на нефть Колвинского мегавала.

Исключительно большое значение для расширения фронта дальнейших поисково-разведочных работ и выбора новых перспективных направлений в северных районах имело открытие Шапкина-Юрьяхинской зоны нефтегазонакопления протяженностью более 100 км, в пределах которой на ряде структур доказана промышленная нефтегазоносность девонских, пермско-каменноугольных и триасовых отложений.

В 1969—1970 гг. установлена высокая промышленная газоносность пермских отложений на Лаявожском поднятии, расположенном над одноименным палеосводом. Огромные размеры поднятия, унаследованный характер его развития, наличие крупных зон выклинивания на его склонах, сопряженность с древними глубокими палеовпадинами позволяют надеяться на открытие крупнейшего многопластового месторождения в центральной части Денисовской впадины.

Исключительно велика роль первого мощного фонтана нефти из отложений среднего девона на Верхнегрубешорской структуре Шапкина-Юрьяхинского вала, полученного в 1971 г. Открылись перспективы выявления крупных залежей в среднедевонских отложениях в Денисовской впадине, еще раз подтвердилось высокое промышленное значение отложений среднего девона в северных районах провинции.

Важное значение имело открытие в 1970 г. промышленной залежи газа в отложениях среднего девона в центральной части Печоро-Кожвинского мегавала на Кыртаиольской площади. Длительное время центральная часть гряды расценивалась некоторыми геологами как малоперспективная и даже как бесперспективная на нефть и газ территория. Поисковые работы показали, что при благоприятных условиях, в частности на погребенных структурах типа смещенных Кыртаиольского и Южно-Лыжского сводов, возможно открытие газоконденсатных месторождений.

В последнее время получен первый промышленный приток нефти из пермско-каменноугольных отложений в юго-восточной части Хорейверской впадины на Салюкинской структуре. Таким образом, доказана промышленная нефтегазоносность и этого почти не изученного региона.

В целом в результате глубокого бурения получен значительный прирост запасов. Это в свою очередь позволило переоценить прогнозные запасы нефти и газа в сторону их увеличения.

Глава IV

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В настоящее время имеется несколько тектонических и структурно-геологических схем для всей провинции или отдельных ее регионов (Р. А. Гафаров, В. С. Журавлев, А. Я. Кремс, В. А. Дедеев, З. И. Цзю, Н. Д. Матвиевская, Н. И. Литвиненко, В. А. Разницын, В. И. Богацкий, В. Г. Черный, Б. Я. Вассерман, Д. А. Саар и др.).

Строение платформенного чехла, изученного на значительной территории сейсморазведкой и бурением, большинством авторов изображается сходно. Различие заключается главным образом в оценке роли дизъюнктивной тектоники или в терминологии.

Отложения, слагающие складчатый фундамент, обнажены лишь в ядрах ряда структур Тимана и на Уральском кряже и вскрыты под платформенным чехлом отдельными скважинами на ограниченной территории. В связи с недостатком фактического материала и его неоднозначной интерпретацией представления о строении фундамента разноречивы. Общим является основанное на гравимагнитных данных предположение о различии вещественного состава, а возможно, и возраста фундамента в различных районах провинции.

Территория провинции охватывает северо-восточную окраину Русской платформы, Предуральский предгорный прогиб и западный склон горного Урала. Структурный план платформенной части составляют Притиманский (Мезенско-Вычегодский) прогиб, включаемый в Мезенскую синеклизу. Тиманская антеклиза (гряда) и Печорская синеклиза.

В структурном плане платформенного чехла Печорской синеклизы выделяется ряд отличных по геологическому строению сложно построенных крупных структур: Ижма-Печорская, Денисовская и Хорейверская впадины и разделяющие их Печоро-Кожвинский, Колвинский и Варандейский (Сорокина) мегавалы.

Предуральский предгорный прогиб занимает восточную краевую часть Тимано-Печорской провинции и расчленяется в ее пределах на Верхнепечорскую, Большесынинскую, Косью-Роговскую

и Коротаихинскую впадины, также существенно отличные по своему геологическому строению. Восточное обрамление Тимано-Печорской провинции на всем ее протяжении образует западный склон Северного и Полярного Урала и Пай-Хой.

СТРАТИГРАФИЯ И ЛИТОФАЦИИ

Геологический разрез Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции сложен толщей метаморфизованных сланцев верхнего докембрия, составляющих складчатый фундамент, и осадочными образованиями (немые отложения ижма-омринского комплекса, залегающие на фундаменте с резким угловым несогласием, фаунистически охарактеризованные отложения ордовика — силура, девона, карбона, перми, триаса, юры, мела и кайнозоя).

Детальное описание фундамента выполнено В. А. Калюжным, О. А. Солнцевым, З. И. Цзю, В. А. Разницыным, М. И. Осадчуком, В. С. Журавлевым, В. Г. Черным и другими, древних толщ — В. А. Калюжным, З. И. Цзю, П. А. Тумановым, В. А. Разницыным, В. П. Зарх, Т. И. Кушнаревой и др., девонских отложений — Л. И. Филипповой, Т. И. Кушнаревой, З. И. Цзю, К. П. Ивановой, А. Соломатиным и другими, каменноугольных и пермских отложений — В. А. Разницыным, П. П. Воложаниной, А. В. Дуркиной, А. В. Ивановым, Н. Н. Фотиевой, Ф. И. Енцовой и др., мезозойских — И. З. Калантар и др.

Изученность геологического разреза на территории провинции крайне неравномерная. В коренных обнажениях осадочные образования и частично породы фундамента изучены на Северном, Среднем и Южном Тимане, на западном склоне Урала, на Печоро-Кожвинском мегавалу, где выполнены геологические съемки различных масштабов. Детально изучены бурением нефтегазоносные площади юго-восточного склона Тимана и в южной части Ижма-Печорской впадины. Отдельные поднятия разбурены в северной и центральной части Ижма-Печорской впадины, в Предуральском прогибе, в центральной части и на северо-восточном склоне Печоро-Кожвинского мегавала.

В северных районах детально разбурена только Усинская площадь Колвинского мегавала. В настоящее время находятся в разведке Возейская структура мегавала, где скв. 51 уже вскрыла породы фундамента, ряд структур Шапкина-Юрьяхинского вала, из них в скв. 1 Верхний Грубешор, скв. 1 Юрьяха и скв. 2 Шапкина вскрыли отложения среднего девона. Заложены также первые скважины на Лаявожском поднятии в Денисовской впадине. В Хорейверской впадине пробурены первые скважины на Салюкинско-Макарихинской и Баганской площадях, на последней вскрыты отложения фундамента. Забои подавляющего большинства пробуренных на территории провинции глубоких скважин не выходят за пределы девонских отложений.

Протерозой

В отличие от центральных районов Русской платформы, где на кристаллических гранито-гнейсовых породах архейско-протерозойского фундамента местами залегают относительно небольшие по мощности, почти не метаморфизованные отложения верхнего докембрия, фундамент северо-восточного внешнего угла платформы более молодой и сложен мощной толщей сильно метаморфизованных, прерванных интрузиями, интенсивно дислоцированных отложений геосинклинального типа, датируемых верхним протерозоем — вендом.

Область распространения верхнепротерозойского (байкальского) фундамента большинством авторов ограничивается на юго-западе гипотетическим глубинным разломом — Тиманским краевым швом. К юго-западу от этого краевого шва предполагается развитие карельских складчатых образований, аналогичных Кольской зоне карелид (Р. А. Гафаров, 1963).

Породы карельского складчатого комплекса нигде в юго-западном Притиманье скважинами не вскрыты и на поверхность не выходят. Карелиды выделяются исключительно по характеру магнитного и гравитационного полей.

Древние метаморфические толщи, слагающие байкальский складчатый фундамент, выходят на дневную поверхность на поднятиях Тимана: Ксенофонтовском, Джежим-Парминском, Оч-Парминском, Вымском, Четласском, Цилемском, Чайцинском и на поднятии Паэ на полуострове Канин. Протерозойские отложения обнажаются также в присводовой части Полюдовского поперечного поднятия Предуральского прогиба и в области складчатого Урала.

Кроме того, фундамент вскрыт многочисленными скважинами на Южном Тимане и его северо-восточном склоне (Ухта-Ижемское поднятие, Омра-Сойвинский выступ). На Среднем Тимане метаморфические толщи вскрыты скважинами на Верховской и Эшмесской площадях. В прилегающей к Тиману с востока Ижма-Печорской впадине фундамент (метаморфические сланцы и граниты) вскрыт в 14 одиночных точках на глубине от 900 до 3000 м. Максимальная вскрытая мощность фундамента составляет 641,5 м в скв. 33 Нижняя Чуть на Ухтинской складке. В Большеземельской тундре фундамент вскрыт скв. 51 Возей и скв. 1 Баган. На остальной территории глубины залегания и состав фундамента не известны.

До настоящего времени не существует единых представлений о возрасте, стратиграфии и тектоническом положении древних толщ. Стратиграфическое расчленение древних толщ для различных районов Тимана произведено К. К. Воллосовичем, Э. А. Кальберг, О. А. Солнцевым, З. И. Цзю, В. Д. Наливкиным, В. С. Журавлевым, М. И. Осадчуком, В. А. Разницыным, В. Г. Черным, А. С. Коссовым, В. М. Пачуковским и др.

Одно из первых стратиграфических расчленений было предложено Э. А. Кальберг (1948), которая работала на Четласском камне Среднего Тимана и выделила следующие свиты: четласскую (глинистые сланцы с прослоями кварцитов мощностью 2000—2400 м); аньюгскую (кварциты, окварцованные песчаники и конгломераты) мощностью 200—300 м и быстринскую (глинистые сланцы, скорлуповатые доломиты и оселковые сланцы) мощностью 3000—3500 м.

В 1941—1943 гг. О. А. Солнцев на Оч-Парминском поднятии Южного Тимана выделил потчуркскую свиту (глинистые сланцы и микрокварциты мощностью около 1000—1500 м), джежимскую свиту (кварциты, в верхней части переходящие в сланцы, мощностью 200—250 м) и пукадовожскую свиту (в нижней части глинистые сланцы, вверху скорлуповатые доломиты мощностью 1000 м). Четласская и потчуркская свиты были отнесены автором к протерозою, остальные — к кембрию.

Позднее (1955—1959 гг.), в результате работ на Среднем Тимане О. А. Солнцев выделил четласскую, джежимскую, бобровскую и быструхинскую свиты, общей мощностью свыше 6000 м. Четласскую он отнес к протерозою, остальные свиты — к кембрию.

В 1962 г. В. С. Журавлев и М. И. Осадчук выделили две новые свиты: светлинскую и кислоручейскую. Возраст метаморфических толщ Тимана датируется авторами рифеем.

Детальное изучение древних толщ Среднего и Южного Тимана и сопоставление их с Уралом проведено З. И. Цзю (1962—1964). В разрезе Оч-Пармы этот автор выделил рассольнинскую, расвожскую и потчуркскую свиты и отнес их к рифейской группе.

На Северном Тимане разрез древних толщ расчленен Л. С. Коссовым (1961) на три свиты: румяничную, отвечающую карбонатно-терригенной толще верхней части быстринской свиты Среднего Тимана, малореченскую в объеме алевролитовой и сланцевой толщ, аналогичных кислоручейской свите, и ямбозерскую, соответствующую нижней части флишоидной толщи потчуркской свиты. Возраст всех указанных свит определяется как верхнепротерозойский.

В 1967 г. В. Г. Черным и В. Г. Смирновым с соавторами предложена унифицированная схема стратиграфии древних толщ, в которой объединены под названием горизонтов известные в различных районах Тимана одновозрастные отложения. За стратотип каждого из горизонтов принята свита, наиболее детально изученная и представленная в полном объеме. Всего выделено пять горизонтов (снизу вверх): четласский, аньюгский, быстринский, кислоручейский, потчуркский. Возраст указанных отложений датируется на основании определений абсолютного возраста и корреляции с отложениями Полюдовского поднятия и Башкирского Урала. Три нижних горизонта относятся к верхнему рифею, кислоручейский горизонт — к верхнему рифею — венду и потчуркский горизонт — к венду.

Четласский горизонт суммарной мощностью более 2000 м объ-

сдиняет шесть литологических толщ. В основании видимого разреза (поднятие Четласского камня) залегает толща кварцево-глинистых сланцев с прослоями кварцито-песчаников. Полная мощность толщи не вскрыта. Видимая мощность в скважинах Октябрьского участка составляет 190 м. Выше залегает толща кварцитов и кварцито-песчаников с линзами гравелитов и мелкогалечных конгломератов и маломощными прослоями сланцев. Третья толща сложена однообразными филлитовидными алеврито-глинистыми сланцами с четкой плитчатой отдельностью, согласной с напластованием. Четвертая толща объединяет переслаивание полевошпатово-кварцевых пятнистых песчаников и алевролитов с серицито-глинистыми сланцами. Пятая толща сложена преимущественно пятнистыми песчаниками с прослоями плитчатых алевролитов и нитевидными прослойками углисто-глинистых сланцев. Разрез четласского горизонта заканчивается пестрой толщей переслаивающихся глинистых алевролитов и ленточно-слоистых глинистых сланцев.

Аньюгский горизонт включает три литологические толщи. Нижняя сложена кварцито-песчаниками и гравелитами с галькой полевых шпатов и нитевидными прослоями глинистых сланцев. Средняя представлена глинистыми алевролитами с маломощными прослоями глинистых сланцев и песчаников. Верхняя выражена кварцито-песчаниками с редкими прослоями алевролитов. Мощность аньюгского горизонта на Четласском камне 800—900 м, на Джежим-Парме до 1000 м.

Быстринский горизонт подразделяется на две толщи. Нижняя, исключительно карбонатная, сложена доломитами и доломитизированными известняками, массивными, с водорослями и характерным комплексом строматолитов. Верхняя толща имеет сложный литологический состав и включает переслаивание углисто-хлорито-глинистых сланцев, известковистых филлитов и глинистых доломитизированных известняков, сменяемых выше по разрезу алевролитовыми сланцами с прослоями песчаников и кварцитов, далее углистыми сланцами, переслаивающимися с полосчатыми филлитами. Разрез толщи заканчивается черными углисто-глинистыми филлитовидными сланцами и известковистыми филлитами. На Северном Тимане и полуострове Канин разрез этой толщи сильно метаморфизован и представлен в нижней части слюдисто-гранатовыми и биотит-кварцевыми сланцами с прослоями амфибол-плагиоклазовых сланцев и амфиболитов, выше по разрезу — гранат-мусковит-биотитовыми сланцами и скарноидами гранат-диопсид-плагиоклазового состава. Мощность нижней толщи меняется от 700—750 м в южных районах Тимана до 900—1000 м на полуострове Канин. Верхняя толща имеет весьма изменчивую мощность. В районах Южного Тимана она составляет 1100 м, на среднем Тимане — до 900 м, на полуострове Канин достигает 2900—3000 м.

Кислоручейский горизонт объединяет алевролитовую и сланцевую толщи. Нижняя алевролитовая толща однообразна по составу

и сложена алевролитами и алевролито-глинистыми сланцами. Верхняя представлена различными терригенными породами со значительной примесью, а местами и преобладанием вулканогенного материала. Это алевролиты, серицит-биотитовые, хлорит-биотитовые, магнетитовые сланцы, на Северном Тимане присутствуют прослои метадиабазов и ортоамфиболитов.

Потчуркский горизонт представлен однотипной глинисто-сланцевой флишоидной толщей, с характерной крупной ритмичностью, обусловленной чередованием кварцито-песчаников с алевролитами и алевролито-глинистыми сланцами. Мощность горизонта 5300—5500 м.

Протерозойские отложения Полюдовской и Ксенофонтовской антиклиналей исследованы и описаны Н. Г. Чочиа (1955) и Е. В. Владимирской (1955). Авторами выделено три свиты: рассольнинская, сопоставляемая с аньюгской Среднего Тимана, а также деминская и низьвенская — аналоги быстринской свиты. Самая верхняя, чурочная, свита, ранее относимая к кембрию, в последнее время также относится к протерозою (М. И. Гарань, 1963, В. А. Бурневская, 1967) и сопоставляется с потчуркской, кислоручейской и верхней частью быстринской свиты в объеме ее карбонатно-терригенной толщи.

Рассольнинская свита видимой мощностью до 800 м (Полюдов кряж) включает толщи аркозовых песчаников, кварцево-слюдистых алевролитов и известняково-глинистых алевролитов. Деминская свита сложена мергелями и глинистыми, плотными, нередко мраморизованными известняками с прослоями аргиллитов и песчаников. Низьвенская свита мощностью 800—1700 м сложена доломитами и известняками с водорослями и строматолитами. Чурочная свита объединяет весь вышележащий мощный комплекс терригенных пород (аргиллиты, алевролиты, песчаники, конгломераты с галькой подстилающих пород, а также гнейсов и гранитоидов и пород еще более древних свит Урала). Суммарная мощность свиты более 2000 м.

Детальное сопоставление литологических особенностей древних толщ Тимана с рифейскими отложениями Полюдова кряжа и Башкирского антиклинория позволило высказать предположение о возрастном соответствии четласской и аньюгской свит нижней части каратауской серии рифея Урала (В. С. Журавлев, В. Г. Черный и др.).

Судя по одиночным определениям по валовым пробам кварц-серицитовых сланцев четласского горизонта, их абсолютный возраст составляет 600—640 млн. лет, что, вероятно, характеризует время наиболее интенсивной фазы регионального метаморфизма. Абсолютный возраст интрузивных пород, секущих описанные отложения, 859—600 млн. лет, что не противоречит каратускому возрасту.

Быстринская свита через низьвенскую свиту Полюдова Кряжа сопоставляется с миньярской свитой Башкирского антиклинория

(М. Е. Раабен). Единый комплекс строматолитов уверенно определяет нижний возрастной интервал быстринской свиты как миньярский. Абсолютный возраст слюд из быстринского, кислоручейского и потчуркского горизонтов 540—550 млн. лет, а возраст гранитоидных интрузий, прорывающих отложения быстринского и кислоручейского горизонтов, составляет 640—660 млн. лет, что отвечает началу вендской эпохи. Это позволяет определить верхний предел кислоручейского горизонта как рифей—венд (В. Г. Черный 1967). По литолого-фациальным признакам кислоручейский горизонт сопоставляется с нижней частью чурочной свиты. Абсолютный возраст, определенный по глаукониту из низов чурочной свиты, составляет 658—685 млн. лет, что также отвечает верхнему рифею—низам венда.

Вещественный состав фундамента в Большеземельской тундре в настоящее время известен по двум скважинам. В скв. 51 Возей, расположенной на вершине крупного Возейского выступа фундамента в Колвинской структурной зоне, фундамент пройден в интервале глубин 4388—4516,4 м. Он представлен в верхней части интервала серым кварцевым порфиром с линзовидными прослоями сланцев и кварцитов. В нижней части — это кварцевый альбитофир, пестроцветный, с кристаллами кварца и полевого шпата. Перекрыт фундамент отложениями силура.

В скв. 1 Баган, расположенной в южной части Большеземельского свода, фундамент вскрыт под отложениями ордовика в интервале 4384—4411,6 м. Он представлен кварц-серицито-хлоритоглинистыми сланцами, вишнево-красными, зелеными и серыми.

Палеозой

В пределах Тимано-Печорской провинции отложения палеозоя развиты почти повсеместно. К отложениям нижнего палеозоя относится немая толща неметаморфизованных терригенных осадков в юго-западном и северо-восточном Притиманье и в Ижма-Печорской впадине, залегающих с угловым несогласием на породах складчатого фундамента и перекрытых фаунистически охарактеризованными отложениями силура, девона и карбона. Фауна найдена в силуре Ижма-Печорской впадины, в силуре—ордовике Уральской складчатой области, Колвинского мегавала и Хорейверской впадины.

В юго-западном Притиманье додевонская терригенная толща вскрыта единичными скважинами: Аныбской и Койнасской в Мезенско-Вычегодском прогибе, Лопыдинской, Сысольской и Гривской на Сысольском своде и Кажимской в Кажимском прогибе. Возраст этих отложений датируется как верхнепротерозойско-нижнекембрийский (В. П. Зарх, 1964). Корреляция скважин затруднительна и производится по единичным остаткам ляминаритовых водорослей, спорово-пыльцевым комплексам и литологическим признакам.

Наиболее древними, вероятно, являются вскрытые в Яренске и Кажиме (в интервалах 2060—1960 и 2633—2089 м) пестроцветные терригенные образования, которые сопоставляются с непокской свитой Архангельской области (верхний рифей по А. И. Зоричевой) или с нижнебавлинской серией (В. П. Зарх).

Стратиграфически более молодые образования (валдайская серия), вскрытые в скв. 1 Сысола, скв. 1 Лопыдино, в Аныбе, Яренске, Койнасе и Сафоново, представлены чередованием пестроцветных глин, алевролитов и песчаников. Они сопоставляются В. П. Зарх с валдайским и балтийским комплексом и отвечают верхнему протерозою — нижнему кембрию. Максимальная вскрытая мощность древних осадочных образований (755 м) установлена в Аныбе.

Нижнепалеозойские отложения юго-восточного Притиманья известны под названием ижма-омринского комплекса. Первоначально в состав этого комплекса входила вся толща додевонских терригенно-карбонатных отложений (седьиольская, нибельская и васькерская свиты), залегающая между метаморфическими сланцами и фаунистически охарактеризованными девоном (З. И. Цзю, 1949; В. А. Калюжный, 1954). После установления силурийского возраста васькеркской свиты под ижма-омринским комплексом стали понимать только седьиольскую и нибельскую свиты.

Указанные свиты представлены немыми терригенными, преимущественно красноцветными отложениями, полностью лишенными фаунистических остатков. Они содержат лишь единичные споры, не позволяющие определенно датировать вмещающие отложения. В связи с этим возраст нижнего терригенного комплекса В. П. Зарх, Т. И. Кушнарева (1964) определяют как кембрий—ордовик (аналог тельпосской свиты ордовика); З. И. Цзю (1963) — как венд — нижний кембрий (аналог валдайской и балтийской серий); П. А. Туманов (1962) — как верхний рифей—венд (аналог сердобской и валдайской серий); В. А. Разницын (1964) — как ордовик — силур; В. Г. Черный (1967) — как ордовик. Однако если признавать время замыкания Тиманской геосинклинали рифейско-вендским, а возраст гранитных интрузий, подстилающих древний комплекс в ряде скважин, считать вендско-кембрийским (абсолютный возраст 525—585 млн. лет), то возраст ижма-омринского комплекса, наиболее вероятно, может быть определен как верхнекембрийско-ордовикский.

Так, базальная пачка белых песчаников ижма-омринского комплекса, по мнению В. П. Зарх, может быть сопоставлена с полюдовской свитой, которая В. А. Бурневской коррелируется с тельпосской свитой ордовика Урала.

Мощности и фации нижнепалеозойских образований (В. П. Зарх, Т. И. Кушнарева и др.), наличие углового несогласия и коры выветривания поверхности фундамента указывают на длительный перерыв, предшествовавший накоплению этих отложений.

К настоящему времени ижма-омринский комплекс вскрыт более чем в 40 скважинах преимущественно вдоль северо-восточного склона Тимана и в Ижма-Печорской впадине. Однако в большинстве скважин вскрыта либо верхняя часть толщи, либо сохранившиеся от размыва низы ее. Только в скв. 1 и 227 Нижняя Омра, скв. 14 Нибель, скв. 1 Западная Покча, скв. 1 Южная Джьер и скв. 55 Ванью нижнепалеозойские отложения пройдены до подошвы и имеют максимальную мощность 900 м (скв. 55 Ванью).

Отложения ижма-омринского комплекса развиты неповсеместно. Западная граница их современного распространения протягивается западнее Устьцильмы на северо-запад и юго-восток почти параллельно выходам метаморфических сланцев Тимана. На восток от регионального сброса, осложняющегося северо-восточный склон Тимана, мощность быстро возрастает, что хорошо фиксируется на Порожской, Айювинской, Нямедской и других площадях. К западу от этого сброса отложения ижма-омринского комплекса либо полностью размыты, либо представлены пачкой в несколько десятков метров. К востоку мощность скачкообразно увеличивается до нескольких сотен метров.

Зона максимальных мощностей комплекса (более 1000 м) в Ижма-Печорской впадине, по данным сейсморазведки, протягивается в северо-западном направлении от р. Велью на юге, далее восточнее устья р. Ижмы и на деревню Крестовка на севере.

Вдоль восточной окраины Ижма-Печорской впадины предполагается сокращение мощности комплекса вплоть до полного его отсутствия в отдельных районах (Кипиевское и Седуяхинское поднятия).

Наиболее полно нижнепалеозойские отложения описаны В. П. Зарх и Т. И. Кушнаревой (1964), которые выделяют в составе ижма-омринского комплекса четыре литологические пачки (снизу вверх): белых песчаников (60—110 м), аргиллитовую (100—120 м), песчано-аргиллитовую (18—130 м) и песчано-алевролитовую, распространенную неповсеместно (до 100 м). Первые две пачки известны под названием седьюльской свиты (В. А. Калюжный, 1954), остальные входят в состав нибельской свиты.

Наиболее четко выделяются и прослеживаются нижняя песчаниковая толща (седьюльская свита) и верхняя аргиллито-песчаниковая (нибельская свита). Границы между пачками внутри свит условны.

В направлении Предуральского прогиба возможно фациальное изменение разреза ижма-омринского комплекса — переход к прибрежно-морским и далее к морским терригенно-карбонатным и карбонатным отложениям, аналогам тельпосской, хыдейской и щугорской свит Урала.

Ордовик

В настоящее время отложения ордовика выделяются на Урале, а также по результатам бурения скв. 1 Баган в Хорейверской

впадине. В составе фаунистически охарактеризованного ордовика Северного и Приполярного Урала К. А. Львов (1959) выделяет снизу вверх три свиты: тельпосскую, хыдейскую и щугорскую.

Тельпосская свита представлена в западных разрезах песчаниками мощностью до 2500 м. Аналогом тельпосской свиты на Полюдовском поднятии, возможно, является немая терригенная толща, залегающая под колчимской свитой и названная Н. Г. Чочиа полюдовской. Хыдейская свита сложена на западе в основном серицито-глинистыми сланцами мощностью 500—700 м. Щугорская свита мощностью около 200 м выражена известняками с прослоями серицито-хлористых сланцев.

Между ордовиком и верхним протерозоем на Приполярном Урале в бассейне р. Щугора выделяется толща полимиктовых песчаников и серицито-глинистых сланцев с конгломератами, условно относимая к кембрийской системе (К. А. Львов, 1959).

В скв. 1 Баган отложения ордовика мощностью 132 м выделены в интервале глубин 4252—4384 м и представлены тремя пачками. Верхняя пачка (60 м) сложена фаунистически охарактеризованными серыми известняками, средняя (около 40 м) представлена доломитами с прослоями песчаников и конгломератом из карбонатных обломков, нижняя (30 м) выражена преимущественно песчаниками, алевролитами и аргиллитами, прослоями сильно ожелезненными. В основании пачки залегает прослой ожелезненного конгломерата.

Силур

Отложения силура широко развиты на территории провинции. Они известны в пределах складчатого обрамления провинции на Северном и Приполярном Урале, на гряде Чернышева, в Верхнепечорской впадине, на Северном Тимане, в Ижма-Печорской впадине и в Большеземельской тундре.

На Северном Тимане маломощные силурийские отложения выделены Л. С. Коссовым (1959). Они лежат с угловым несогласием на метаморфических сланцах и гранитах и представлены в объеме лландоверийского и лудловского ярусов.

Лландоверийский ярус мощностью 57—67 м сложен терригенно-карбонатными отложениями, в основании которых залегает базальная пачка конгломератов. Лудловский ярус мощностью до 7 м выражен известковистыми песчаниками, аргиллитами и алевролитами с остатками ихтиофауны. Разрез заканчивается пачкой кварцевых песчаников предположительно верхнесилурийского возраста. Суммарная мощность силура на Северном Тимане 75—100 м.

В юго-восточном Притиманье и в Ижма-Печорской впадине силурийские отложения известны под названием васькеркской свиты.

По литологическим признакам здесь выделяется пять хорошо прослеживаемых пачек (Т. И. Кушнарева, В. П. Зарх, 1964,

Л. И. Филиппова, 1971). Нижняя немая часть силурийского разреза, условно относимая к верхней части лландоверийского яруса (ваньюская свита по Л. И. Филипповой, 1971), имеет мощность в Ижма-Печорской впадине 125—210 м. Снизу вверх в ее составе выделяется песчано-аргиллитовая мергелистая и аргиллито-доломитовая пачки. Выше залегает пачка пестроцветных доломитовых мергелей с прослоями доломитов, алевролитов, известняков, мощность ее 25—40 м. Возраст пачки фаунистически определяется как верхи венлокского яруса (Л. И. Филиппова, 1971). Выше с размывом залегает известняково-доломитовый горизонт, датируемый надлудловом (верхний силур). Мощность горизонта резко меняется и составляет 16—130 м в Мичаю-Пашнинской зоне и до 350 м в центральной части Ижма-Печорской впадины.

Лудловский ярус представлен доломитами и доломитизированными известняками. В наиболее полных разрезах (скв. 1 Западная Покча, скв. 1 Нижняя Омра) мощность составляет 250—350 м.

Силурийские отложения значительной мощности вскрыты в восточной и южной частях Ижма-Печорской впадины (в скв. 1 Западная Покча и скв. 5 Исаково 559 м, в скв. 1 Нижняя Омра 465 м, в скв. 1 Южная Джьер 379 м).

В Большеземельской тундре отложения силура вскрыты в небольшом объеме на Усинской структуре, в скв. 51 Возей, скв. 1 Баган — венлокский и лландоверийский ярусы, скв. 1 Средняя Макариха (лудловский, венлокский и верхи лландоверийского яруса) и в скв. 1 Усино-Кушшор (гребенской горизонт).

В скв. 51 Возей, где отложения силура вскрыты наиболее полно, фаунистически определены лландоверийский, венлокский и лудловский ярусы, а также надлудлов (гребенской горизонт). Лландоверийский ярус мощностью 888 м сложен в нижней части (косьинский горизонт) толщей равномерно переслаивающихся доломитов и ангидритов (мощностью около 500 м), в верхней части (адакский горизонт) — плитчатыми доломитами с прослоями ангидритов и строматолитов, сильно выщелоченными и кавернозными в кровле горизонта.

Венлокский ярус (200 м) представлен чередованием органогенных известняков с прослоями доломитов и глин. В объеме яруса Л. И. Филипповой выделены филиппъельский и седьельский горизонты.

Лудловский ярус верхнего силура (260 м) выделяется в объеме гердюского горизонта, сложенного известняками и мергелями. Выше выделяется надлудлов — гребенской горизонт, выраженный известняками, мергелями, глинами, в средней части с прослоем конгломерата.

В скв. 1 Средняя Макариха разрез силура представлен мощной толщей доломитов участками с включениями и прослоями гипсов и ангидритов. Наиболее мощные и стратиграфически полные разрезы силура известны на Северном и Полярном Урале, а также на гряде Чернышева. В центральной части гряды Чернышева отложе-

ния лландоверийского, венлокского и лудловского ярусов достигают мощности не менее 1600 м и представлены доломитами и известняками (С. А. Князев, Б. И. Тарбаев, 1961). Отложения силура на Северном Урале (западный тип разреза) составляют более 1800 м и сложены в основном доломитами и известняками. В лудлове появляются рифогенные известняки.

Сейсморазведочные данные, подтвержденные бурением одиночных скважин, указывают на неравномерное развитие нижнепалеозойско-силурийского комплекса в северных районах провинции. Сокращение мощностей и выпадение целых стратиграфических комплексов намечается в области палеосводов в центральной части Денисовской впадины (Лайский палеосвод), в Хорейверкской впадине (Большеземельский свод) и на палеоподнятиях Колвинской зоны (Возейское, Ярейюское).

В пределах древних впадин, которые предполагаются в основании Печоро-Кожвинского мегавала и в Колвинской структурной зоне (Харьягинская и Усинская впадины), а также к востоку от Варандейского вала нижнепалеозойско-силурийские отложения, вероятно, имеют наиболее полный стратиграфический разрез и наибольшую суммарную мощность, достигающую 2—4 км.

Девон

Отложения девона залегают с угловым несогласием на разновозрастной поверхности, представленной к западу от Тимана архейско-нижнепалеозойскими образованиями, на Тимане и вдоль его восточного склона рифейским метаморфическим фундаментом, к востоку от Тимана различными горизонтами нижнего палеозоя и силура.

Отложения девона развиты широко и охарактеризованы фауной и довольно уверенно коррелируются с аналогичными разрезами Волго-Урала. Однако девонские отложения различных районов провинции различаются по стратиграфической полноте, мощности и литофациям.

На большей части изученной территории разрез начинается различными горизонтами среднего или верхнего девона, отложения нижнего девона отсутствуют. Нижний девон (жединский и кобленцский ярусы) достоверно известен на Урале в верхнем течении р. Уньи и Печоры, на Среднем Илыче, в бассейнах Подчерема и Щугора (Г. А. Чернов, О. А. и А. Г. Кондиайны, В. И. Першина). Здесь он представлен двумя толщами: нижней, карбонатной (известняки, карбонатно-глинистые сланцы, рифогенные известняки) и верхней, терригенной (глинистые и алевролито-глинистые сланцы с прослоями песчаников, алевролитов, известняков). Присутствие нижнего девона предполагается также в восточной части Предуральского прогиба.

Жединский ярус нижнего девона в последнее время установлен

на Усинской площади Колвинского мегавала (скв. 4, 6, 7, 9, 12 и др.), где представлен карбонатной толщей, неполная вскрытая мощность которой более 600 м. Это позволяет предполагать развитие нижнего девона на значительном пространстве в северных районах провинции. Нижний девон (лохковский ярус) мощностью 68 м вскрыт в скв. 51 Возей, где он представлен известняками, мергелями и глинами.

Мощность девонских отложений колеблется в широких пределах: 200 м в южной части Верхнепечорской впадины, 500—600 м на Среднем Тимане, 1000—1100 м в Ухтинском районе Южного Тимана, до 2000 м в восточных районах Ижма-Печорской впадины, более 3500 м на Печоро-Кожвинском мегавале и свыше 2000 м во впадинах Колвинского мегавала. Увеличение мощностей происходит за счет разрастания отдельных, прослеживаемых по всей территории пластов и пачек и появления новых пачек, главным образом в верхах и низах фаменского яруса, в верхах и низах среднего девона.

Основное увеличение мощностей в Ижма-Печорской впадине южнее широтного течения Печоры идет последовательно в северо-восточном и в восточном направлениях и обусловлено, с одной стороны, увеличением стратиграфической полноты разреза, с другой, — существованием глубокого девонского прогиба на месте современного Печоро-Кожвинского мегавала.

Средний девон представлен на большей части территории верхней частью эйфельского яруса и живетским ярусом. Нижнеэйфельские отложения известны на Урале (такатинские и ваняшкинско-вязовские слои) и предположительно выделены в восточной части Ижма-Печорской впадины (вязовские слои). В пределах Колвинского мегавала и Денисовской впадины отложения эйфельского яруса не установлены.

Отложения среднего девона на территории провинции развиты неравномерно. Наибольшие мощности их отмечены в древних прогибах, унаследованных с нижнепалеозойского времени, резко сокращаются они на древних поднятиях, приуроченных обычно к выступам фундамента.

Так, в Печоро-Кожвинском авлакогене вскрытая мощность, например, на Дзеля-Терехевейской площади превышает 1500 м, в Харьягинской впадине она составляет более 450 м. Доказано полное отсутствие среднего девона на Седуяхинском, Кипиевском, Возейском и Большеземельском палеосводах, отвечающих выступам фундамента.

В Ижма-Печорской впадине отложения среднего девона отсутствуют в западной ее части. Западная граница площади распространения среднего девона протягивается здесь по восточному крылу Ухта-Ижемского поднятия, образуя залив в районе Ухты, далее через центральную часть Ижма-Печорской впадины она следует в субмеридиональном направлении в район Льежи, Лузы и на Кипиево.

На Южном Тимане и к востоку от него средний девон повсеместно представлен морскими в основном терригенными отложениями с прослоями карбонатов.

На Северном и Среднем Тимане средний девон встречен только в континентальной и пресноводно-морской терригенных фациях (Л. С. Коссовой, 1959, З. И. Цзю, 1962).

К западу от Тимана средний девон установлен в Кажиме и Лопыдино, мощность его соответственно 340 и 95 м. Он представлен терригенными породами, литологически сходными с синхронными образованиями Северного и Среднего Тимана.

Эйфельский ярус регионально развит в южной части провинции. Он изучен на западном склоне Северного и Приполярного Урала и в платформенной части (Южный Тиман, Ижма-Печорская впадина). Нижний подъярус представлен такатинскими, ваняшкинскими и вязовскими слоями, верхний — койвенским и бийским горизонтами.

Такатинские, ваняшкинские и вязовские слои известны на Урале. Такатинские слои, сложенные кварцевыми песчаниками и алевролитами, имеют довольно выдержанную мощность, составляющую 200—250 м. К ваняшкинским слоям условно отнесена толща немых глинистых сланцев в бассейне рек Щугора и Подчерема мощностью 40 м (А. И. Першина, 1960). Вязовские слои мощностью до 100 м представлены чередованием известковисто-глинистых сланцев с известняками и мергелями. Л. И. Филипповой вязовские слои выделены предположительно также на Пашнинской и Северо-Савиноборской площадях восточной части Ижма-Печорской впадины. Отнесенная к вязовским слоям пачка, мощностью 50 м, сложена глинистыми органогенными известняками. Предполагается, что отложения вязовского горизонта более широко развиты в Предуральском прогибе.

Наиболее древним горизонтом среднего девона Ижма-Печорской впадины является койвенский по местной терминологии III пласт), залегающий с размывом на додевонских отложениях. Он представлен ритмично переслаивающимися песчаниками, алевролитами и глинами с прослоями конгломератов, почти на всей территории провинции характеризуется единообразным литологическим составом. Мощность горизонта увеличивается на восток от 18 до 70 м за счет разрастания в основном верхней пачки алевролито-глинистых пород. Максимальные мощности, вероятно, будут выявлены на Печоро-Кожвинском мегавале. Далее к северо-востоку горизонт, видимо, отсутствует на значительной территории.

На западном склоне Урала койвенский горизонт выделяется на реках Унье и Верхней Печоре, где он представлен известняками и не отделим от вышележащего бийского горизонта. В бассейне р. Илыч к койвенскому горизонту А. И. Першина относит пачку углистых аргиллитов, алевролитов и известняков мощностью 70—95 м, на р. Подчерем — пачку известняково-глинистых сланцев и известняков.

Над койвенским горизонтом залегает бийский, к которому в Ижма-Печорской впадине относят пачку известняков II б пласта и надпластовую аргиллитовую пачку. Мощность горизонта 10—50 м.

На Печоро-Кожвинском мегавале бийский горизонт преимущественно терригенный и достигает 250 м (Кыртаиольская площадь).

На западном склоне Урала на р. Щугор, Илыч, Подчерем глинисто-известняковые отложения с бийской фауной имеют мощность 30—90 м, к северу она уменьшается. На Полярном Урале, по данным Г. А. Чернова, бийский горизонт составляет 33—85 м и представлен известняками и черными глинистыми сланцами.

На Среднем Тимане к отложениям эйфельского яруса В. Г. Черный предположительно относит нижнюю красноцветную терригенную пачку нижемских слоев (умбинскую свиту по А. А. Малахову), представленную песчаниками, алевролитами и аргиллитами мощностью 50—60 м.

На Северном Тимане с эйфельскими отложениями условно сопоставляется ептарминская свита (нижний девон по Л. С. Коссовому), представленная терригенными пестроцветными континентальными образованиями мощностью 40—44 м.

Живетский ярус развит на территории провинции и изучен в платформенной ее области (Тиман, Ижма-Печорская впадина, Печоро-Кожвинский и Колвинский мегавалы, Денисовская впадина) и частично в Предуральском прогибе.

В обнажениях на юге западного склона Северного Урала живетский ярус выделен в бассейне р. Унья, где к нему отнесены битуминозные окремненные известняки, и на р. Верхняя Печора. Мощность живета на юге Северного Урала 160—200 м. Мощность яруса в бассейнах рек Илыча и Подчерема 120—150 м. Представлен ярус глинистыми известняками с прослоями сланцев.

В северной части гряды Чернышева, как и на всем западном склоне Приполярного Урала, живетские отложения предположительно отсутствуют. В известных разрезах (р. Косью, Большая Сыня и др.) на верхнем силуре залегают отложения, фаунистически охарактеризованные как нижнефранские.

В Ижма-Печорской впадине живетский ярус начинается глинисто-карбонатной пачкой, относимой к афонинскому горизонту нижнего живета. Среди этой пачки выделяются два карбонатных пласта II и IIа. На западе Ижма-Печорской впадины карбонатно-глинистые отложения переходят в терригенные, а пласты II, IIа выражены в песчаной фации. В восточных разрезах впадины над глинисто-карбонатными породами появляется терригенная пачка мощностью 40—45 м. Мощность афонинского горизонта меняется от ноля на западе впадины, где они полностью размыты, до 200 м на востоке.

В восточной части платформы, в зоне перехода к Предуральскому прогибу (Дозмерская, Правобережная, Палюская площади),

афонинский горизонт сложен известняками и доломитами, а в верхней части — глинами.

Афонинский горизонт мощностью до 75 м вскрыт на Колвинском и Шапкина-Юрьяхинском валах. Разрез начинается, как правило, глинами, которые сменяются затем песчаниками, алевролитами и глинами. В некоторых скважинах отмечается два-три полных ритма. На Харьяге афонинский горизонт сложен известняками, мергелями, глинами.

Верхнеживетские отложения развиты более широко. На Среднем Тимане отложениям живета соответствует, вероятно, верхняя часть пижемских слоев мощностью около 120 м, сложенных кварцевыми песчаниками с гравелитами и мелкогалечными конгломератами. На Северном Тимане к живетскому ярусу относят травянскую и надеждинскую свиты мощностью до 500 м, сложенные конгломератами, косослоистыми песчаниками с прослоями алевролитов.

На Южном Тимане и в Ижма-Печорской впадине верхнеживетские отложения выделяются в объеме фаунистически охарактеризованного старооскольского горизонта (пласт 1в), представленного ритмично переслаивающимися терригенными породами с преобладанием песчаников. Мощность горизонта увеличивается к востоку и достигает 360 м в восточной части Ижма-Печорской впадины.

В Предуральском прогибе старооскольский горизонт вскрыт скв. 1 Рощаель и представлен плотными песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов (вскрытая мощность 114 м).

На западном склоне Урала (р. Унья, Илыч, Верхняя Печора) разрез горизонта становится преимущественно карбонатным с прослоями глин.

Максимальная мощность верхнеживетского подъяруса вскрыта на Печоро-Кожвинском мегавале на площадях Мутно-Материковой (800 м), Каменской (425 м). Он представлен преимущественно терригенной толщей, в основании которой преобладают грубообломочные породы, в средней части — алевролиты, в верхней — глины и аргиллиты.

В северных разрезах (Усинская, Шапкинская площади) в кровле старооскольского горизонта появляются карбонатные породы, отсутствующие в более южных разрезах. Мощность верхнеживетского подъяруса на Усинской и Харьягинской площадях соответственно 40—60 и 280 м, на Шапкинской и Верхнегрубешорской соответственно более 80 и 200 м.

Верхнедевонские отложения распространены значительно более широко, однако отдельные стратиграфические подразделения имеют весьма невыдержанную мощность и литолого-фациальный состав. Наибольшим единообразием характеризуется нижняя часть нижне-франских отложений в составе пашийского и кыновского горизонтов. Вся вышележащая толща, включающая франские и фаменские отложения, представлена несколькими типами разрезов, наиболее полно изученными в южных районах провинции.

Первый тип выделяется в западной части Ижма-Печорской впадины и на Тимане, второй — в восточной части Ижма-Печорской впадины и у северо-западной и западной границы Верхнепечорской впадины, третий — на западном склоне Урала на реках Верхняя Печора, Средний Илыч, Унья и восточном склоне Тимаизского поднятия, четвертый — на юго-востоке платформенной части Тимано-Печорской области, в южной части Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба (Верхнепечорский район) и в некоторых обнажениях западного склона Урала (реки Верхняя Сочь, Унья и др.); пятый — в области древнего девонского прогиба, в северной своей части совпадающего с Печоро-Кожвинским мегавалом. С юго-востока на северо-запад верхнефранско-фаменские отложения Ижма-Печорской впадины и Предуральского прогиба переходят от доманиковых фаций глубоководного, неполностью компенсированного бассейна к фациям мелководно-морским, прибрежно-морским и осолоненной лагуны (карбонатные, терригенные и сульфатные толщи, биогермные и рифогенные известняки и др.).

Отложения франского яруса несогласно залегают на размытой поверхности, сложенной различными горизонтами более древнего возраста. Мощность яруса до 800 м на Ухтинской складке, до 600 м в Ижма-Печорской впадине и более 1500 м на Печоро-Кожвинском мегавале. К западу от Тимана отложения франского яруса мощностью 200—280 м установлены на Елмач-Парме и Аныбе.

Нижнефранский подъярус выделяется в объеме пашийского, кыновского, саргаевского и семилукского горизонтов. Пашийский горизонт в подавляющей части разрезов сложен песчано-глинистыми породами, содержащими в Ижма-Печорской впадине и на Тимане два прослоя песчаников или алевролитов, разделенных пластом глин.

Мощность горизонта на Южном Тимане и в Ижма-Печорской впадине составляет 20—45 м. В Ухтинском районе в связи с понижением нижней границы горизонта (И. А. Войтович) объем его значительно увеличен. В состав горизонта включены невыдержанная туфитодиабазовая толща, достигающая в отдельных скважинах 150 м, и надпластовые аргиллиты, ранее относимые к кыновскому горизонту. Мощность горизонта на Северном Урале 80—100 м, на Печоро-Кожвинском мегавале до 210, на значительной территории севера провинции пашийские отложения уничтожены размывом.

Карбонатный тип разреза пашийского горизонта отмечен Л. И. Першиной (1960) в среднем течении р. Подчерем на восточном склоне Тимаизского поднятия.

На гряде Чернышева нижнефранские отложения представлены известково-глинистой фацией на юге и известняковой на севере.

Вышележащий кыновский горизонт представлен преимущественно глинами и глинисто-карбонатными породами с прослоями алевролитов и туфитов мощностью от 6—10 до 100 м в Ижма-Печорской впадине и до 160 м на Ухтинской складке. На Среднем

Тимане горизонт сложен глинами мощностью до 80 м, в Верхнепечорском районе — известняками, глинами и мергелями мощностью до 25—30 м. На западном склоне Урала он представлен мергелями и известняками мощностью до 35 м. Максимальные мощности горизонт имеет на Печоро-Кожвинском мегавале гряде (до 240 м), где он сложен однообразной толщей глин с прослоями алевролитов и песчаников, а в верхней части с прослоями известняков.

Саргаевский горизонт представлен на Южном Тимане известковистыми глинами и мергелями, в Ижма-Печорской впадине и Верхнепечорском районе — известняками и мергелями с прослоями глин. На Полюдовском поднятии горизонт представлен отложениями доманиковой фации — битуминозными кремнисто-глинистыми известняками с прослоями глинистых сланцев. Мощность горизонта варьирует в широких пределах. Максимальную мощность (160 м) горизонт имеет на Печоро-Кожвинском мегавале, где представлен толщей аргиллитоподобных глин с прослоями песчаников и алевролитов.

Семилукский горизонт на большей территории провинции слагается отложениями доманикового типа: темными тонко- и микрослоистыми глинисто-кремнисто-карбонатными породами (известняками, мергелями, горючими сланцами, силицитами), содержащими специфическую фауну — птероподы, радиолярии, гониатиты, лингулы при полном отсутствии других групп.

На Тимане, в Западном и Восточном Притиманье и на отдельных участках в Ижма-Печорской впадине синхронные отложения представлены массивными органогенными и обломочными, иногда рифогенными известняками — типично мелководными образованиями семилукской фации. Мощность горизонта 15—100 м в Ижма-Печорской впадине, на Тимане и в Верхнепечорской впадине. Она возрастает до 200—300 м в пределах Печоро-Кожвинского мегавала.

На Северном и Среднем Тимане нижнефранские отложения вследствие слабой изученности расчленяются на свиты или надгоризонты (Л. С. Коссовой, В. Г. Черный и др.): кукушкинский надгоризонт, представленный осадочно-вулканогенной толщей мощностью 160—300 м, и косминский надгоризонт в объеме песчано-глинистой толщи мощностью 120—180 м.

Верхнефранский подъярус включает бурегский горизонт (мендымскую и лыаельскую свиты), нерасчлененные воронежский и евлановско-ливенский горизонты (сирачойскую и ухтинскую свиты) и отличается наибольшей изменчивостью по площади. Из-за сложных литолого-фациальных замещений границы внутри подъяруса большей частью условные, а мощности его крайне неравномерные и часто меняются на близрасположенных участках от нескольких десятков до нескольких сотен метров. Максимальные мощности (до 2000 м) отмечены в области Печоро-Кожвинского мегавала, минимальные (50—100 м) — на юго-востоке Верхнепечорской впадины. На Южном Тимане, в Ижма-Печорской и Верхнепечорской впадинах выделяются два основных типа разреза, отличающихся мощ-

ностью, составом пород, фациальными особенностями. Первый, распространенный в восточной части Ижма-Печорской впадины и в Предуральском прогибе, отличается монотонным составом и преобладанием относительно глубоководных глинисто-карбонатных тонкослоистых образований с прослоями в нижней части пород доманикового типа.

В южной части Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба верхнефранские отложения (золотихинская свита — фациальный аналог аскынских известняков) нацело сложены породами доманикового типа и не отделимы от доманиковой свиты и фаменского яруса. Представлены они в районе р. Колва глинистыми сланцами с полосчатыми черными кремнями и прослоями кварцевых песчаников. Мощность подъяруса 30—40 м. Севернее, на Пальюской, Еловской, Дозмерской площадях, одновозрастные отложения представлены темными глинистыми известняками с прослоями черных битуминозных мергелей и черных глин.

Второй тип отложений включает несколько подтипов и характеризуется наличием перерывов, большим фациальным диапазоном слагающих его пород. Бурегский горизонт в разрезах такого типа представлен разнообразно. На Печоро-Кожвинском мегавале он сложен чередованием пород доманикового типа с обычными терригенно-карбонатными отложениями: это битуминозные черные кремнистые известняки и даже силициты и мергели, кварцевые песчаники, алевролиты, глины. Мощность горизонта достигает 500 м и уменьшается с северо-запада (Мутный Материк) на юго-восток (Печоргородская площадь).

В восточной части Ижма-Печорской впадины в Мичаю-Пашнинской зоне нижняя часть горизонта (10—50 м) сложена битуминозными известняками, мергелями и глинами, напоминающими отложения доманикового типа, верхняя (до 150 м) — глинами. В западной части впадины и на Южном Тимане горизонт сложен либо глинистой толщей с прослоями песчаников или известняков в верхней части мощностью до 200 м, либо мелководными органогенными, местами рифогенными и биогермными известняками и доломитами мощностью до 300—400 м.

В Западном Приуралье нижняя часть верхнефранского подъяруса выделяется как аскынские слои и представлена светлыми органогенными, часто рифогенными известняками (крылья Полюдовской и Колчимской антиклиналей) мощностью около 100 м.

Воронежский горизонт (сирачойская свита) представлен в восточной части Ижма-Печорской впадины чередованием известняков и мергелей с прослоями глин, в западной части преобладают органогенные, в том числе рифогенные известняки с прослоями глин и мергелей.

Евлановско-ливенский горизонт на Южном Тимане и в Ижма-Печорской впадине сложен в нижней части переслаивающимися терригенно-карбонатными породами, в верхней части распространены сульфаты и доломиты, перемежающиеся с глинами и

песчано-алевритовыми породами. На юго-восток происходят фациальное замещение гипсово-ангидритовых пород на доломиты и глинистые известняки и уменьшение мощности (от 225 м в Ухтинском районе до 50 м в Омра-Сойвинском).

Мощность подъяруса в целом и отдельных его горизонтов варьирует от нескольких десятков до сотни метров в зависимости от структурно-фациального положения разреза. На Печоро-Кожвинском мегавале воронежский и евлановско-ливенский горизонты в большей части разрезов представлены мощной однообразной толщей глин и глинистых мергелей с прослоями конгломератов и песчаников в нижней части. Верхняя часть разреза сложена массивными органогенными известняками и доломитами. Мощность отложений достигает 800—1000 м. На Усинской площади верхнефранские отложения сложены известняками, глинами и мергелями мощностью 80 м.

Фаменский ярус объединяет задонско-елецкий и данково-лебедянский горизонты и также представлен несколькими типами разрезов. Здесь выделяется два основных типа разреза: восточный и западный. Область распространения восточного типа осадков постепенно сокращается, занимая лишь окраинный юго-восток провинции (Верхнепечорский район).

Осадки восточного типа, представленные в доманиковых фациях, развиты у южной, юго-западной и юго-восточной окраин Верхнепечорской впадины и на западном склоне Урала, где известны под названием губахинской (верховье р. Упья и р. Колва) или евтропинской (р. Верхняя Печора) свит.

Губахинская свита представлена бутумиповыми известняками, черными глинистыми сланцами и черными слоистыми кремнями.

Аналогом губахинской свиты на Полюдовской и Колвинской антиклиналях является сторожевская свита мощностью 150—300 м, сложенная переслаиванием водорослевых известняков и доломитов. Такого же типа разрез, представленный фацией светлых чистых доломитизированных известняков и доломитов, выделяется в краевой зоне платформы на Приполярном и Северном Урале, на северо-восточном склоне Тимаизского поднятия.

Разрез западного типа, развитый западнее зоны распространения глубоководных фаций в Ижма-Печорской впадине, на Южном Тимане, на Печоро-Кожвинском мегавале, подразделяется на задонский, елецкий и данково-лебедянский горизонты. Мощность разреза этого типа возрастает на восток к Мичаю-Пашнинской зоне Ижма-Печорской впадины и к Печоро-Кожвинскому мегавалу, где мощности фаменского яруса превышают 100 м.

Задонско-елецкий горизонт на Южном Тимане и в западной части Ижма-Печорской впадины представлен преимущественно известняками и доломитами мощностью 100—200 м. В восточной части Ижма-Печорской впадины задонско-елецкий горизонт имеет мощность около 500 м и представлен четырьмя пачками (снизу вверх): известняково-глинисто-мергелистой, известняковой, карбонатно-гли-

нистой и карбонатной. На Пашнинской и Исаковской площадях горизонт целиком сложен известково-доломитовой толщей.

В западной части Ижма-Печорской впадины и на Южном Тимане задонско-елецкий горизонт представлен только двумя верхними пачками, имеет мощность 100—200 м и сложен преимущественно известняками и доломитами с прослоями мергелей и глин. На границе фаменского и франского ярусов устанавливается перерыв в осадконакоплении. К западу от Тимана задонско-елецкий горизонт отсутствует полностью.

Наиболее мощный разрез задонско-елецкого горизонта отмечается на Печоро-Кожвинском мегавале, где его мощность превышает 700 м. Нижняя часть горизонта сложена однообразной толщей глинисто-мергелистых пород, верхняя — чередованием мергелей и глинистых органогенно-обломочных известняков. В южной части Печоро-Кожвинского мегавала на Переборской, Войской и Западно-Сопляской площадях нижнефаменский подъярус сложен глинистыми известняками. На Усинской площади нижнефаменский подъярус сложен толщей мергелей и известняков мощностью около 300 м.

Данково-лебедянский горизонт в разрезе западного типа представлен в Ижма-Печорской впадине известняками и доломитами с прослоями загипсованных мергелей и глин в верхней части. Мощность горизонта сокращается на запад от 275—300 м в Мичаю-Пашнинской зоне до нескольких десятков метров в центральной части впадины. Сокращение происходит за счет размыва верхних пачек. В западной части впадины, на Тимане и в Юго-Западном Притиманье данково-лебедянский горизонт отсутствует. Сокращение происходит и в восточном направлении: на Усинской площади мощность горизонта около 200 м, в южной части гряды Чернышева 150—200 м. Область повышенных мощностей от восточной части Ижма-Печорской впадины протягивается на север через Печоро-Кожвинский мегавал, где они достигают максимальных значений (до 500 м). Здесь горизонт сложен в нижней части переслаиванием органогенно-обломочных доломитизированных известняков, мергелей, глин с прослоями доломитов и гипсов, в верхней части органогенными известняками и доломитами.

Карбон

Каменноугольные отложения, залегающие с перерывом на девонских, широко распространены в Тимано-Печорской провинции и представлены всеми тремя отделами.

Наиболее полный разрез нижнего отдела известен в юго-восточной части провинции, где его мощность достигает 700—800 м. В составе отдела фаунистически обоснованы и уверенно выделяются турнейский и визейский ярусы. Установлен также протвинский горизонт намюрского яруса.

Отложения турнейского яруса развиты сравнительно ограниченно. Западная граница их распространения проходит через восточную часть Ижма-Печорской впадины и далее на северо-восток, пересекая юго-восточное окончание Печоро-Кожвинского мегавала, в направлении гряды Чернышева. На большей части Ижма-Печорской впадины, на Колвинском мегавале и в Хорейверской впадине турнейские отложения отсутствуют. Наибольшей мощности (500—600 м) они достигают в области юго-восточного замыкания Ижма-Печорской платформенной впадины и в Верхнепечорской впадине Предуральского прогиба. В составе яруса А. В. Дуркиной выделяются снизу вверх джебольский надгоризонт в объеме зеленецкого и нюмылгского горизонтов (аналоги заволжского горизонта), лихвинский надгоризонт в составе малевского и упинского горизонтов и чернышинский надгоризонт в составе черепетского и кизеловского горизонтов.

Турнейские отложения, как и подстилающие верхнедевонские, непостоянны по литолого-фациальному составу. Намечается три основных типа разреза.

Разрез первого, восточного, типа кремнисто-терригенно-карбонатный, тяготеет к западной полосе Урала. Нижняя часть турнейского яруса и фаменский ярус здесь практически неразделимы и рассматриваются в составе единых свит — варканельской и евтропинской, которые являются фациальными аналогами губахинской свиты. Евтропинская свита выделяется О. А. Кондиайном на р. Унья и в бассейне Верхней Печоры. Ее мощность около 200 м, представлена она черными кремневыми плитняками с линзами и прослоями алевролитовых сланцев и битуминозных известняков. Турнейская часть варканельской свиты (И. С. Муравьев, 1964) выделяется в районе Югыд-Вуктыльской антиклинали Урала. Ее мощность около 400 м, и сложена она битуминозными известняками с прослоями сланцев, аргиллитов, алевролитов и опоковидными породами. Остальная часть турнейского яруса сложена в основном окремненными известняками с прослоями глинистых и кремнистых сланцев. Общая мощность турнейского яруса до 550 м (Верхнесочинская антиклиналь).

Разрез второго типа карбонатно-терригенный, сходный по составу с сарайлинской толщей Камско-Кинельских прогибов, развит в краевой восточной части платформы и у юго-западной границы Верхнепечорской впадины. Здесь турнейский ярус сложен аргиллитоподобными глинами, чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов (заволжский горизонт), терригенными породами с прослоями мергелей и известняков (малевский и упинский горизонты) и глинами и известняками (чернышинский надгоризонт), мощность яруса до 550 м.

Разрез терригенно-карбонатного типа характерен для восточной части Ижма-Печорской впадины, северо-западной окраины Верхнепечорской впадины и юго-восточного окончания Печоро-Кожвинского мегавала.

В Ижма-Печорской впадине турнейский ярус сложен известняками, участками органогенно-обломочными с прослоями глин и аргиллитов и имеет мощность до 100—150 м. В Мичаю-Пашнинской зоне установлены стратиграфические перерывы в кровле и подошве малевско-упинской толщи. На южном окончании Печорской гряды турнейские отложения представлены в основном лихвинским надгоризонтом, остальная часть турне уничтожена размывом. Лихвинский надгоризонт сложен исключительно карбонатными отложениями. У северо-восточной границы Верхнепечорской впадины (Еджид-Кыртинская антиклиналь) турнейский ярус в объеме чернышинского надгоризонта сложен мощной (более 600 м) толщей известняков частично битуминозных и окремнелых, участками водорослевых и брахиоподовых. Предполагается, что подобный тип разреза, вероятно рифогенной природы, протягивается в юго-западном направлении к Нижней Омре, окаймляя с северо-запада область распространения разреза терригенно-карбонатного типа.

Визейский ярус повсеместно залегает на более древних отложениях со стратиграфическим перерывом, а местами с небольшим угловым несогласием.

К западу от Тимана визейско-намюрские отложения представлены в нижней части преимущественно породами континентальными (пестрыми и красноцветными глинами, алевролитами, песчаниками) и карбонатами, иногда углефицированными, с внедрениями ангидрита и соли. Мощность терригенной пачки 25—50 м. Верхняя часть разреза сложена пестроцветными карбонатами мощностью от 70 м (Аныб) до 150 м (Елмач-Парма).

На Южном Тимане и далее к востоку в составе визейского яруса выделяются яснополянский, окский и серпуховский надгоризонты. Малиновский надгоризонт нигде достоверно не установлен.

Нижняя часть визейского яруса в объеме средневизейского подъяруса (яснополянский надгоризонт) слагается песчаниками, алевролитами, глинами, содержащими в отдельных районах прослои и пласты углей, оолитовые железные руды и бокситы. Вышележащие отложения верхневизейского подъяруса (окский и серпуховский надгоризонты) выражены доломитами и доломитизированными известняками с прослоями глин, иногда с кремнистыми конкрециями и включениями гипсов. В северных районах в разрезе визейского яруса имеются значительные по мощности пласты ангидритов и загипсованных известняков и доломитов. В основании верхневизейских отложений обычно залегает маломощная пачка пестроокрашенных глинисто-песчанистых пород алексинского горизонта.

Мощность яснополянского надгоризонта меняется в широких пределах. В Ижма-Печорской впадине и на Южном Тимане она составляет 10—40 м. В восточной части Ижма-Печорской впадины яснополянский надгоризонт отсутствует на значительной территории, и турнейские известняки с размывом перекрыты породами окского и серпуховского надгоризонтов.

Наибольшие мощности и наиболее полный стратиграфический разрез наблюдается в скважинах на юго-восточном окончании Печоро-Кожвинского мегавала, на Среднепечорском поперечном поднятии и в обнажениях западного склона Северного и Приполярного Урала. Здесь выделяется единая угленосная толща, предположительно включающая не только яснополянский, но и малиновский надгоризонты. Толща представлена песчаниками, алевролитами, глинами, углисто-глинистыми сланцами, имеет непостоянный литологический состав, залегание отдельных пластов линзовидное. Максимальная мощность толщи до 300—400 м на реках Подчерем и Верхняя Сочь, вместе с тем в сводах локальных структур (Переборская, Худаельская, Западно-Сопляская и др.) наблюдается значительное сокращение разреза вплоть до полного выпадения угленосной свиты и трансгрессивное залегание нижней перми на турнейских известняках.

Мощность верхневизейско-намюрских отложений также непостоянна. Наибольших значений она достигает на Печоро-Кожвинском и Колвинском мегавалах (500 м), а также на Западном склоне Урала. В западном направлении мощность закономерно сокращается, составляя 0—150 м в Ижма-Печорской впадине и юго-восточном Притиманье. На значительной части Южного Тимана и на Северном Тимане верхневизейские отложения отсутствуют.

В среднем карбоне выделяются башкирский ярус мощностью до 100 м и московский ярус мощностью до 290 м. Между средним и нижним карбоном почти повсеместно устанавливается перерыв в осадконакоплении. Мощность среднего отдела в Ижма-Печорской впадине сокращается от 380 м на западе до 50—100 м на востоке. В восточной части впадины на структурах Мичаю-Пашнинской зоны почти полностью выпадают из разреза среднекаменноугольные отложения. Аналогичная картина наблюдается в сводах структур Печоргородской зоны, на Харьягинской и Усинской структурах. В связи с этим мощность среднего карбона неравномерна и колеблется от нескольких метров до 400 м.

Башкирский ярус повсеместно представлен доломитами, часто кавернозными и брекчированными известняками, органогенными, иногда водорослевыми.

Московский ярус в нижней своей половине (верейский и каширский горизонты) сложен толщей переслаивающихся детритусовых, нередко оолитовых, водорослевых известняков, мергелей и аргиллитоподобных глин. В Омра-Сойвинском районе отмечается значительное содержание песчаников.

В восточном направлении разрез становится более карбонатным. На Вуктыльской площади каширо-верейские отложения представлены окремненными органогенно-детритовыми известняками, на Верхней Печоре и Среднем Илыче — водорослевыми и криноидно-фораминиферовыми известняками и известковистыми песчаниками, на гряде Чернышева — окремненными детритусово-водорослевыми известняками. Верхняя половина яруса (мячковский и подольский

горизонты) сложена известняками окремненными, доломитизированными, часто органогенными, трещиноватыми и закарстованными, и доломитами.

Отложения верхнего карбона выделяются в объеме гжельского и оренбургского ярусов и повсеместно представлены известняками и их доломитизированными разностями. На значительной территории отмечается размыв между верхним и средним карбоном и верхним карбоном и нижней пермью.

Наибольшие мощности (400—500 м) наблюдаются к юго-восточной границе Верхнепечорской впадины, в разрезах по рекам Березовая и Колва, где в составе известняков отмечаются рифогенные разности гидроактиноидных известняков. В северном направлении мощность верхнего карбона сокращается и составляет 25—185 м в Ижма-Печорской впадине, 50—150 в Верхнепечорской впадине, 20—100 м на Усинской площади.

Вследствие предпермского размыва изменение мощности неравномерное. Отложения верхнего карбона резко сокращены или полностью отсутствуют в сводах отдельных структур южного погружения Печоро-Кожвинского мегавала, на Мичаю-Пашнинских дислокациях, на Вуктыльском поднятии, в области Колвинского мегавала, на Среднемакарихинском поднятии и др.

Пермь

Пермские образования широко развиты в платформенной части, заполняют впадины Предуральского прогиба и синклинали в области западного склона Урала. Мощность перми в Предуральском прогибе достигает 2,5—4 км в наиболее погруженной его части.

Пермские отложения представлены формациями, характеризующими историю развития Урала и сопряженного с ним прогиба и изменение границ Уральской складчатости и Предуральского прогиба при их продвижении на запад в сторону платформы. В разрезе перми выделяется платформенная карбонатная формация слоистых известняков, сероцветы нижней молассы, соленосная и угленосная формации и красноцветы и пестроцветы верхней молассы.

Как и в более южных районах Пермского и Башкирского Приуралья, пермские отложения существенно изменяются по мощности и фациям на коротком расстоянии в направлении с востока на запад, образуя довольно узкие структурно-фациальные зоны, вытянутые вдоль западного склона Урала. В меридиональном направлении фации и мощности более устойчивы, но также изменяются.

Отложения пермской системы представлены нижним и верхним отделами. Верхняя граница системы при наличии сходных по составу и облику триасовых отложений трудно определима.

Нижний отдел пермской системы слагается породами морского и лагунного происхождения. В его составе выделяются снизу вверх: ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы.

За счет артинского и кунгурского ярусов мощность нижнего отдела резко увеличивается в Верхнепечорской впадине, превышая в наиболее погруженной ее части 1,5 км. В Большесынинской и Косью-Роговской впадинах мощность нижней перми достигает соответственно 1 и 2 км. В платформенной области мощность нижнепермских отложений обычно не превышает 500 м и составляет в Ижма-Печорской впадине 100—300 м, в Денисовской впадине 200—300 м, на Колвинском мегавале и в Хорейверской впадине она уменьшается до 50—100 м и вновь возрастает к востоку от Варандейского вала.

Ассельский и сакмарский ярусы широко развиты как в Предуральском прогибе, так и в платформенной части и сложены преимущественно слоистыми органогенно-обломочными, иногда водорослевыми и фораминиферовыми известняками, часто доломитизированными и закарстованными. Максимальная мощность отложений (до 300 м) в Предуральском прогибе и на западном склоне Урала, в направлении к Тиману она сокращается. Распределение мощностей по площади и соотношение пород с подстилающими отложениями различно вследствие предартинского и предкунгурского размывов. Так, в Ижма-Печорской впадине мощность ассельско-сакмарских отложений составляет 35—100 м, увеличиваясь в северном направлении до 200—260 м. В восточной части впадины в зоне перехода от платформы к Предуральскому прогибу ассельско-сакмарские отложения ложатся с размывом на верхне- и среднекаменноугольные и присутствуют в резко сокращенном объеме (10—20 м). В пределах восточного склона Печоро-Кожвинского мегавала (структуры Печоро-Городская, Аранецкая, Переборская) ассельско-сакмарские отложения либо полностью отсутствуют, либо представлены только верхами сакмарского яруса, которые залегают на нижнем карбоне. В области Среднепечорского поперечного поднятия (структуры Войская, Западно-Сопляская) указанные отложения отсутствуют полностью.

В разрезе западного склона Урала восточнее меридиана Ыджид-Кыртинской антиклинали наблюдается переход слоистых известняков ассельского возраста в рифогенные. Рифогенные известняки прослеживаются более чем в десяти разрезах в узкой полосе, протягивающейся от р. Колва на юге до р. Большой Паток на севере и представляют собой продолжение дуванских рифов швагеринового возраста, хорошо изученных южнее в Пермском и Башкирском Приуралье (В. И. Богацкий). Рифовые известняки сакмарского возраста описаны на северной периклинали Улдор-Кыртинской складки (И. С. Муравьев, 1960). Полоса развития ассельских рифов имеет ширину 4—6 км, иногда до 10—15 км (р. Илыч). Рифы сложены массивными гидроактиноидными, мшанково-брахиоподовыми и мшанково-фораминиферовыми известняками и по простиранию, вероятно, прерываются, чередуясь со слоистыми фациями. Мощность рифовых массивов, по данным Н. Г. Чочиа (1955) для

Колво-Вишерского края и В. П. Горского (1964) для Приполярного Урала, составляет 150—300 м.

Восточнее полосы рифов в сохранившихся от размыва разрезах в сводах Шеркыртинской, Велдоркыртинской, Еравожской и Катаельской антиклиналей ассельские отложения мощностью 30—60 м представлены слоистыми известняками, переслаивающимися с мергелями, а в Еравожском и Катаельском разрезах появляются черные кремни. Аналогичный разрез описан А. А. Султанаевым по р. Вишера. В наиболее восточных разрезах по р. Верхняя Печора ассельский ярус сложен разрезом флишевого типа — чередованием темных песчаников, алевролитов, аргиллитов и известняков, сопоставляемых В. А. Варсанофьевой (1962) с качпельской свитой Лемвинской зоны Полярного Урала.

В области западного склона Урала происходит значительное обогащение терригенным материалом отложений сакмарского яруса. Так, на юге Верхнепечорской впадины к сакмарскому ярусу Н. Г. Чочиа (1955) отнесена писанская свита мощностью 150 м, представленная известковистыми аргиллитами, алевролитами, песчаниками и глинистыми известняками. В бассейне рек Верхняя Печора и Средний Илыч к сакмарскому ярусу условно относится нижняя часть терригенной толщи, залегающей на карбонатных отложениях ассельского яруса, — кирпичкыртинская свита. Свита сложена известняками, мергелями, аргиллитами, алевролитами, известковистыми песчаниками.

На большей части платформы артинские отложения отсутствуют. Только в восточной ее части появляются маломощные (до 100 м) карбонатные отложения, представленные в нижней части (нижнеартинский подъярус) органогенными, преимущественно мшанково-криноидными и брахиоподово-мшанковыми известняками, в верхней части (верхнеартинский подъярус) — органогенно-обломочными глинистыми известняками. В направлении Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба мощность артинских отложений последовательно возрастает, достигая на западном склоне Урала 2000 м. В этом же направлении разрез обогащается терригенным материалом.

В целом артинские отложения имеют четко выраженную меридиональную фациальную зональность с переходом от слоистых органогенных известняков мелководного моря к грубообломочным терригенным образованиям прибрежно-дельтового происхождения.

В нижнеартинском подъярусе замещение карбонатных отложений на терригенные происходит в восточной части Верхнепечорской впадины, где они не могут быть выделены из мощной толщи артинского возраста.

Верхнеартинский подъярус на западном внешнем борту Предуральского прогиба сложен глинистыми известняками, аргиллитами и мергелями мощностью до 100 м. Далее к востоку аргиллиты и мергели разрастаются в терригенную сероцветную толщу, представленную в приосевой части прогиба двумя пачками: нижней,

аргиллитовой, мощностью до 300 м, и верхней, глинисто-алевролито-песчаниковой, мощностью от 100 до 600 м.

В наиболее восточных разрезах артинский ярус представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В разрезах на Лунвожпальском, Сарьюдинском и других участках среди песчаников появляются прослои гравелитов и конгломератов.

Отложения кунгурского яруса развиты на значительной территории и также представлены несколькими типами разрезов. На Северном Тимане выделяется вольская толща мощностью до 10 м (В. П. Бархатова), сопоставляемая с филипповским горизонтом унифицированной схемы и представленная доломитизированными известняками и доломитами. На Среднем Тимане к кунгурскому ярусу относится толща фаунистически не охарактеризованных доломитов и мергелей с прослоями ангидритов глин и песчаников мощностью до 70 м. На Южном Тимане отложения кунгурского яруса сложены гипсами, ангидритами с прослоями пестроцветных глин, песчаников, доломитов. В западной части Ижма-Печорской впадины кунгурский ярус представлен красноцветными терригенными образованиями, преимущественно глинами, в верхней части загипсованными.

В восточной части впадины в разрезе увеличивается роль известняков и песчаников. Кунгурский ярус здесь сложен в нижней части органогенно-обломочными оолитовыми доломитизированными загипсованными известняками с прослоями терригенных пород, в верхней части — сероцветными глинами, алевролитами и песчаниками. Мощность кунгурских отложений в Ижма-Печорской впадине 30—100 м.

В направлении Предуральского прогиба мощность кунгурского яруса резко возрастает, достигая 600 м в центральной части Верхнепечорской впадины и вновь сокращается на западном склоне Урала.

В Верхнепечорской впадине в составе кунгурского яруса выделяются снизу вверх филипповская и иреньская свиты. В западной части впадины, в зоне перехода к платформе филипповская свита сложена двумя пачками ангидритов и двумя пачками глинисто-карбонатных или чисто карбонатных пород.

Иреньская свита представлена чередованием четырех ангидритовых и трех глинисто-карбонатных пачек. В южной части впадины верхняя часть иреньской свиты слагается мощной соленосной толщей, широко развитой также в разрезах Пермского Приуралья. Мощность соленосной толщи достигает 400—450 м в синклиналях, резко сокращаясь вплоть до полного выклинивания в сводах антиклиналей. В разрезе филипповской свиты в западной и центральной части впадины преобладают гипсово-ангидритовые породы, достигающие на севере (Средневуктыльская площадь) мощности 600—650 м. В восточной части впадины в составе свиты преобладают терригенные породы.

На границе с Большесынинской впадиной, в самой впадине и в области ее западного обрамления (Печоро-Городская зона) суль-

фатный тип отложений отсутствует, и кунгурский ярус представлен чередованием сероцветных песчаников, алевролитов, глин. Мощность яруса не превышает 130 м. К востоку, на гряде Чернышева и в Косью-Роговской впадине, к нижнепермским образованиям относятся отложения юньягинской серии и нижневоркутской свиты воркутской серии. Юньягинская серия представлена в нижней части известняками, мергелями и глинами, в верхней — чередованием аргиллитов и песчаников. Мощность юньягинской серии в северо-восточных районах впадины достигает 1600—1800 м.

Нижневоркутская свита представлена песчаниками, алевролитами, гравелитами и конгломератами, содержащими угли к юго-востоку от гряды Чернышева.

Отложения верхнего отдела пермской системы представлены уфимским, казанским и татарским ярусами, сходными по своему литологическому составу, условиям осадконакопления и характеру изменения мощностей. Граница между ярусами в значительной мере условная из-за плохой сохранности фаунистических остатков. В целом верхнепермская толща сложена красноцветно-сероцветными терригенными осадками морских и континентальных фаций с серией сложных взаимопереходов, в которых преобладают глины с прослоями, линзами и пачками песчаников и алевролитов.

В Ижма-Печорской впадине в уфимском ярусе выделяется несколько литолого-фациальных зон: в северной части (Нарьян-Мар) развиты песчано-глинистые сероцветы морской фации мощностью 55—137 м. Южнее, между реками Шапкина и Печора, располагается зона, переходная от морской к слабоосолоненной лагуне, где разрез сложен сероцветно-красноцветными песчаниками, алевролитами, глинами мощностью 45—150 м. Далее к югу, вдоль левобережья р. Печора, в Ижма-Печорской впадине развиты преимущественно красноцветные песчано-глинистые отложения опресненной лагунной и солоновато-лагунной фаций мощностью 70—550 м. К западу от Тимана преобладают загипсованные терригенные красноцветы.

В казанском ярусе на севере области также распространены морские сероцветные терригенно-карбонатные отложения. Южнее широко развиты терригенные красноцветно-сероцветные отложения пресноводно-лагунных, дельтовых, озерных и болотных фаций мощностью от 150 до 350 м.

Татарский ярус представлен сероцветно-красноцветными терригенными опресненно-лагунными образованиями мощностью 50—400 м.

К западу от Тимана уфимский ярус (вихтовская свита) мощностью 100—150 м сложен красноцветными терригенными породами с прослоями известняков и мергелей, часто загипсованными. Казанский ярус мощностью 90—160 м сложен в основании преимущественно терригенными сероцветными образованиями, в верхней части терригенно-карбонатными. Татарский ярус мощностью 250—400 м сложен пестроцветными терригенно-карбонатными породами.

В Предуральском прогибе верхнепермские отложения образованы лагунно-континентальной сероцветно-красноцветной молассой мощностью до 2,5—3,0 км в Верхнепечорской впадине и до 2,0 км в Большесынинской впадине.

В Косью-Роговской впадине в составе верхней перми, достигающей здесь своего максимального развития, выделяются верхневоркутская свита воркутской серии и печорская серия (сейдинская и тальбейская толщи).

Верхневоркутская свита мощностью до 1000 м представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, углей. Печорская серия мощностью более 2000 м сложена конгломератами и песчаниками, чередующимися с алевролитами, аргиллитами и углями. На отдельных участках (Хальмерюский и др.) насчитывается до 50 пропластков углей мощностью от нескольких сантиметров до 1 м. Суммарная мощность терригенно-угленосной толщи, объединяющей отложения кунгура (часть юньягинской, воркутскую, печорскую и хейягинскую серии), превышает на северо-востоке впадины 4 км.

Мезозой и кайнозой

Мезозойские отложения представлены триасовой, юрской и меловой системами и широко развиты на территории провинции. Наибольшей мощности (до 1500 м) они достигают в северных районах.

Отложения триаса распространены почти повсеместно за исключением эродированных сводов крупных структур и залегают со стратиграфическим, а в сводах поднятий и с угловым несогласием на различных горизонтах палеозоя вплоть до верхнефранского подъяруса. Наиболее мощные отложения триаса развиты в Большесынинской впадине Предуральского прогиба, где достигают 2 км и более и, вероятно, в Коротаихинской впадине, где на восточном ее склоне (Пай-Хой) также составляют 2 км, а в центральной части впадины, возможно, значительно больше.

В средней и северной части гряды Чернышева отложения триаса достигают 1000 м. В Ижма-Печорской платформенной впадине мощность триаса возрастает с юга на север от 150—200 до 700—1000 м.

Триасовые отложения повсеместно сложены мощной толщей переслаивающихся пестроцветно-сероцветных терригенных образований — алевролитов, глин, песчаников. Последние вблизи Урала переходят в гравелиты и конгломераты. На гряде Чернышева, в Коротаихинской впадине и в Полярном Приуралье в основании толщи залегают покровы базальтов мощностью до 100 м, возраст которых точно не определен. В составе триаса выделяются нижний, средний и верхний отделы, однако стратиграфические границы между отделами и ярусами пока недостаточно обоснованы, поэтому в настоящее время отложения триаса подразделяются на свиты местных названий, выделяемые по литологическим признакам.

Для территории Тимано-Печорской провинции существует три региональные стратиграфические схемы триаса. В Коротаихинской и Косью-Роговской впадинах выделяется хейягинская серия в составе лесташорской свиты (нижний и средний триас) мощностью 240—1300 м и недейтинской свиты (средний и верхний триас) мощностью до 600 м. В Большесынинской впадине триас подразделяется на березовскую и бызовскую свиты (нижний триас) мощностью 500—800 м, краснокамскую свиту (нижний — средний триас) мощностью до 400 и большесынинскую свиту (средний — верхний триас) мощностью 800—1000 м. В платформенной части провинции выделяются черкабожская свита (нижний триас) мощностью 150—400 м, шапкинская свита (нижний — средний триас) мощностью до 150 и нарьян-марская свита (средний — верхний триас) мощностью 20—400 м.

Юрские отложения залегают со стратиграфическим, а местами и с угловым несогласием на подстилающих породах. Отложения нижнего отдела на территории провинции пока не установлены. Среднеюрские отложения (батский ярус) представлены кварцевыми песками с прослоями глин, встречаются линзы бурых углей, лигнитов, конкреции серного колчедана. Мощность отложений отдела до 100 м.

В составе верхнего отдела выделяются келловейский, оксфордский, кимериджский и нижневолжский ярусы. В разрезе преобладают глины и глинистые сланцы, в нижней части песчаники и песчанистые глины. В Ижма-Печорской впадине, на реках Айюва и Ижма, среди глин отмечены горючие сланцы мощностью до 10 м. Мощность отложений верхнего отдела 120—150 м в Ижма-Печорской впадине и 200—250 м на Колвинском поднятии. Максимально развиты отложения юры, вероятно, в северных частях Ижма-Печорской и Денисовской впадин.

Отложения меловой системы известны лишь в северных районах провинции и представлены только нижним отделом в составе валанжина и готерива — баррема, сложенных морскими терригенными породами, условно относимыми к апту — альбу, и континентальными песками. Мощность мела колеблется от 25 м в Ижма-Печорской впадине до 250 м в Денисовской впадине. Максимально развиты отложения юры и мела в северных районах, где суммарная их мощность составляет 500 м, а в акватории и более.

ТЕКТОНИКА

В тектоническом отношении Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция охватывает северо-восточную часть Русской плиты (рис. 3). В строении провинции участвуют допалеозойский складчатый фундамент, палеозойские и мезо-кайнозойские осадочные образования (рис. 4). Осадочные породы в свою очередь подразделяются на три крупных структурных этажа, разделенных стратиграфическим и угловым несогласиями и существенно отличных по

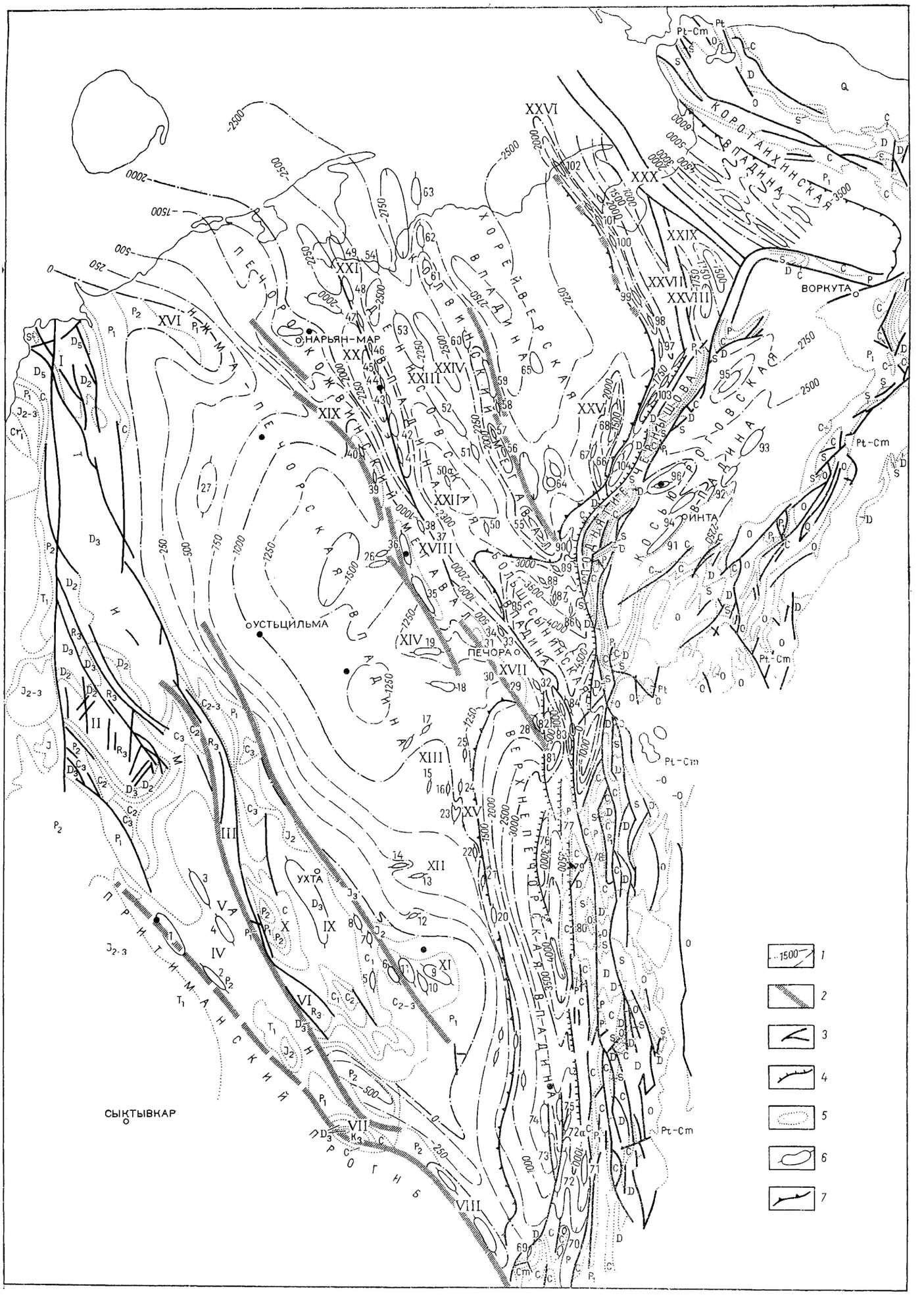


Рис. 3. Структурно-геологическая карта Тимано-Печорской провинции.

1 — изогипсы кровли карбонатных отложений нижней перми — карбона; *2* — глубинные разломы; *3* — тектонические нарушения и флексуро-разрывные зоны; *4* — надвиги; *5* — геологические границы; *6* — локальные поднятия; *7* — граница платформы с Предуральским прогибом и с Варандей-Адзьвинской структурной зоной на севере. Цифрами на карте обозначены крупные структурные элементы и локальные поднятия: Тиманская антеклиза: *I* — Северо-Тиманский мегавал; *II* — Четласско-Цилемский мегавал: *III* — Вымско-Вольский мегавал; *IV* — Обдырско-Синдорский вал: *1* — Большепорожское; *2* — Синдорское; *V* — Верхневымская впадина; *3* — Тойюское; *4* — Чиньяворыкское; *VI* — Очпарминский горст; *VII* — Джежим-Парминский горст; *VIII* — Ксенофонтовский вал; *IX* — Ухта-Ижемский мегавал; *5* — Изкосьюринское; *6* — Войвожское; *7* — Седьюольское; *8* — Кушкоджское; *X* — Кедвинская впадина; Печорская синеклиза: Ижма-Печорская впадина: *XI* — Омра-Сойвинская ступень: *9* — Нижнеомринское; *10* — Верхнеомринское; *11* — Нибельское; *XII* — Тэбук-Савиноборская ступень; *12* — Джьерское; *13* — Тэбукское; *14* — Западно-Тэбукское; *XIII* — Лемью-Ираельская ступень: *15* — Лемьюское, *16* — Безымянное; *XIV* — Лыжско-Лузская ступень; *17* — Сотчемьюское; *18* — Лузское; *19* — Верхнелыжское; *XV* — Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона: *20* — Пашпинское; *21* — Восточно-Савиноборское; *22* — Северо-Савиноборское; *23* — Мичаюское; *24* — Восточно-Лемьюское; *25* — Исаковское; *26* — Чаркаюское, *27* — Тобышское; *XVI* — Седуяхинский вал; Печоро-Кожвинский мегавал: *XVII* — Лыжско-Кыртаюльский вал: *28* — Югидское; *29* — Кыртаюльское; *30* — Каменское и Северо-Кожвинское; *31* — Южно-Лыжское; *32* — Печоро-Городское; *34* — Южно-Лиственичное; *XVIII* — Даньельско-Терехевейский (Мутюматериковый) вал: *35* — Дзеля-Терехевейское; *36* — Мутно-Материковое; *37* — Нялтаюское; *38* — Большемутнинское; *XIX* — Шапкина-Лебединский вал: *39* — Лебединское; *40* — Среднешапкинское; Денисовская впадина: *XX* — Пятейская депрессия; *XXI* — Шапкина-Юрьяхинский вал: *41* — Юрьяхинское; *42* — Верхнегрубепорское и Пашшорское; *43* — Среднесерчейюское; *44* — Южно-Шапкинское; *45* — Шапкинское; *46* — Северо-Шапкинское; *47* — Ванейвисское; *48* — Василковское; *49* — Кумжинское поднятие: *XXII* — Тибейвисская депрессия; *XXIII* — Лайский вал: *50* — Верхнелодминское; *50а* — Верхнеамдермаельское; *51* — Мишваньское; *52* — Командиршорское; *53* — Лаявожское; *54* — Носовое; *XXIV* — Верхнелайская депрессия; Колвинский мегавал; *55* — Усинское; *56* — Возейское; *57* — Костюкское; *58* — Южно-Харьягинское; *59* — Харьягинское; *60* — Северо-Харьягинское; *61* — Ярейюское; *62* — Хыльчуюское; *63* — Гуляевское; Хорейверская впадина: *64* — Баганское; *65* — Колвависское; *XXV* — Макариха-Салюкинский вал: *66* — Среднемакарихинское; *67* — Верхнемакарихинское; *68* — Салюкинское. Верхнепечорская впадина Предуральского прогиба: *69* — Полюдовское; *70* — Немыдское и Бердышское; *71* — Черепановское; *72* — Патраковское; *73* — Курьинское; *74* — Рассохинское; *75* — Пачгинское; *76* — Вуктыльское; *77* — Еджид-Кыртинское; *78* — Улдор-Кыртинское; *79* — Югид-Вуктыльское; *80* — Тимаизское; *81* — Войское; *82* — Западно-Сопляское и Худоюльское; *83* — Переборское и Березовское; *84* — Аранецкое. Большесынинская впадина Предуральского прогиба: *85* — Вяткинское; *86* — Южно-Сынинское; *87* — Сынинское; *88* — Пыжьельское; *89* — Леккеркское; *90* — Суборское. Косью-Роговская впадина Предуральского прогиба: *91* — Интинское; *92* — Верхнекочмесское; *93* — Пальник-Шорское; *94* — Среднекочмесское; *95* — Берганты-Мыльюское; *96* — Кочмесское. Варандей-Адзьвинская структурная зона. *XXVI* — Сорокинский (Варандейский) вал: *97* — Хоюлтинское; *98* — Нерчейюское; *99* — Осовейское; *100* — Сямаюское; *101* — Ярейягинское и Седьягинское: *102* — Варандейское, *XXVII* — Мореюская депрессия; *XXVIII* — вал Гамбурцева; *XXIX* — Адзьвинская депрессия; *XXX* — вал Чернова; *XXXI* — Хоседаю-Кушшорский вал: *103* — Хоседаюсское; *104* — Кушшорское.

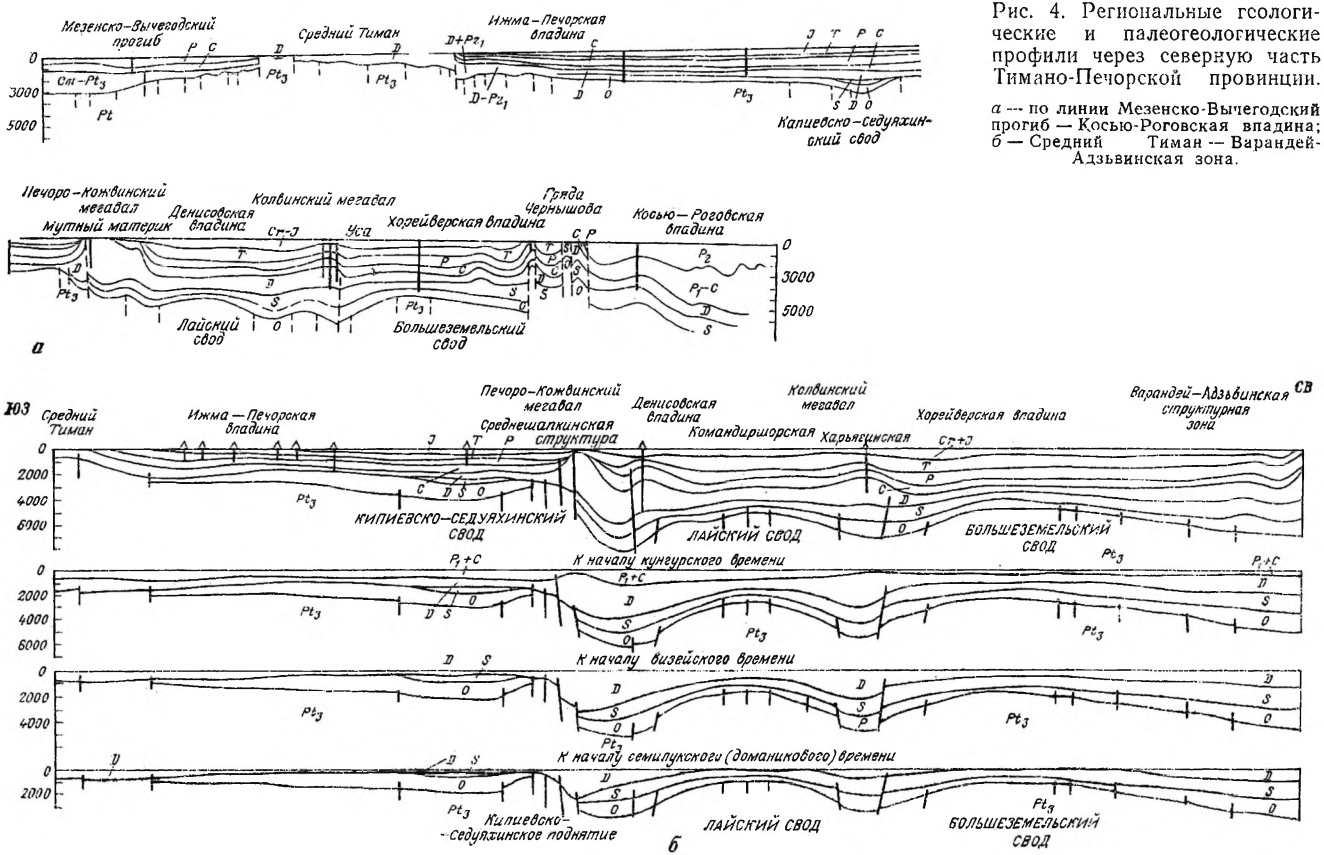


Рис. 4. Региональные геологические и палеогеологические профили через северную часть Тимано-Печорской провинции.

а — по линии Мезенско-Вычегодский прогиб — Косью-Роговская впадина; *б* — Средний Тиман — Варандей-Адзьвинская зона.

своему геологическому строению. Нижний структурный этаж в различных районах различен по возрастному диапазону и объединяет отложения от нижнего палеозоя до среднего девона. Средний структурный этаж расположен между региональными нижнеюрским и нижнефранским перерывами. Верхний структурный этаж охватывает перекрывающие отложения мезо-кайнозоя. Средний и верхний структурные этажи образуют собственно эпипалеозойский платформенный чехол провинции, непосредственно налегающий на разновозрастные геосинклинальные формации складчатого фундамента и на различные горизонты нижнего структурного этажа, занимающего промежуточное положение.

Складчатый фундамент

Фундамент Тимано-Печорской провинции является гетерогенным образованием, что находит четкое отражение в характере геофизических полей, а также в геологической структуре перекрывающих осадочных образований. Вопрос о возрасте отдельных блоков остается дискуссионным из-за слабой обнаженности фундамента.

Большинство авторов сходятся на выделении трех крупных неоднородных по вещественному составу и возрасту блоков фундамента, разделенных глубинными разломами: западного Притиманского (эпикарельского), центрального Канино-Тиманского (эпибайкальского) и восточного Большеземельского (эпибайкальского или архейского).

Притиманский (эпикарельский) блок выделяется к западу от Западно-Тиманской системы разломов и рассматривается как сравнительно неглубоко погруженное (до 4,5 км) продолжение Норвежско-Кольской системы карелид (Р. А. Гафаров, 1954—1959; В. А. Дедеев, 1969 и др.). Предполагается надвиг в зоне сочленения, при этом карельский фундамент в полосе шириной 25—40 км, возможно, частично перекрыт краевыми складчатыми структурами байкалид Тимана (В. А. Дедеев, 1969). Интересно, что пересечения Тимана профилями КМПВ, выполненными в 1969—1970 гг. на широте р. Устьцильма и трассы железной дороги, не показали заметного изменения граничных скоростей пород фундамента в полосе Западно-Тиманской системы разломов и вблизи нее на западе и востоке (рис. 5). Это может указывать на наличие однородного по составу фундамента к востоку и к западу от этой системы разломов или надвигание байкальского фундамента на более древний. Западно-Тиманский разлом имеет амплитуду около 600 км, что подтверждается данными КМПВ.

Канино-Тиманский (эпибайкальский) блок фундамента, сложенный миогеосинклинальной формацией (В. С. Журавлев, 1959 и др.), располагается между Западно-Тиманской и Припечорской системами разломов, охватывая территорию современного Тимана и Ижма-Печорской впадины. Область развития эпибайкальского блока имеет единую геофизическую характеристику. В наблюденном

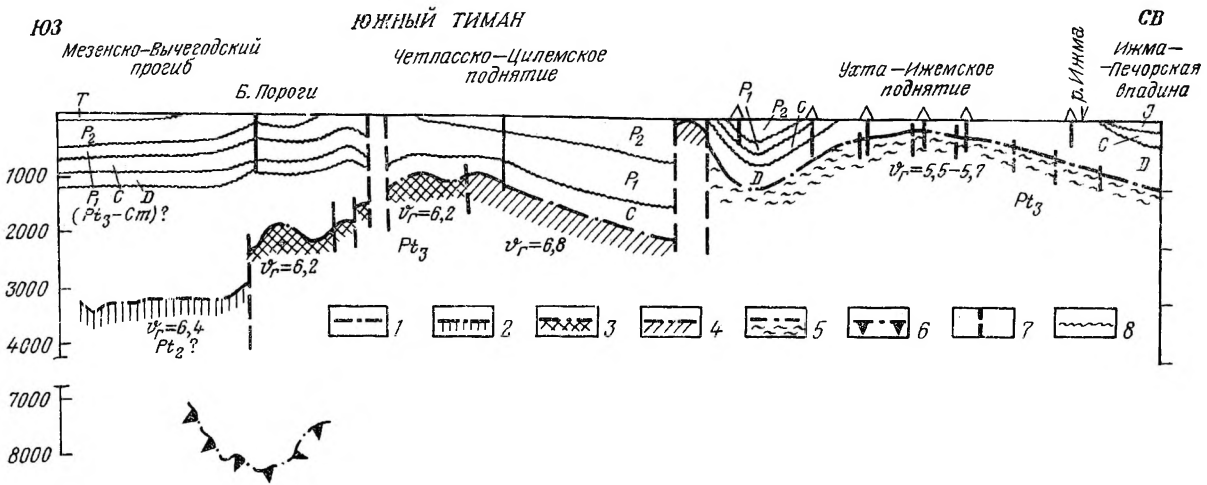


Рис. 5. Сейсмогеологический профиль через южный Тиман.

1 — сейсмическая граница по данным КМПВ, связанная с разновозрастной поверхностью фундамента, представленной: *2* — карельским комплексом; *3* — четласским и аньюгским горизонтами рифея; *4* — быстринским горизонтом рифея, *5* — кислоручейским и потчуркским горизонтами рифея; *6* — сейсмическая граница внутри фундамента; *7* — тектонические нарушения, *8* — поверхность несогласия; $v_г$ — значения граничных скоростей (в км/сек).

магнитном поле блок отражается крупным региональным магнитным минимумом, указывающим на развитие здесь единых по составу немагнитных осадочных образований. Гравиметрическое поле имеет переменный характер, осложнено незакономерно расположенными отрицательными и положительными аномалиями изометрической или вытянутой формы.

Тиман представляет собой наиболее обнаженную часть провинции. В его блоках на Ксенофонтово, Джежим-Парме, Оч-Парме, Вымско-Вольской гряде, а также на полуострове Канин докембрийские отложения фундамента выведены непосредственно на поверхность. На всей остальной территории, за исключением Полярного и Северного Урала, допалеозойские отложения погружены на глубину 1—10 км. Под осадочным чехлом эпибайкальский фундамент вскрыт скважинами к востоку от Тимана в Ижма-Печорской впадине на глубинах до 3 км, где сложен породами, не отличимыми от обнажающихся на Тиманском поднятии, а также (скв. 51 Возей и скв. 1 Баган) — в Большеземельской тундре на глубине 4300—4500 м.

Докембрий в обнажениях Тимана представлен тремя различными литологическими комплексами пород: карбонатным, сланцевым и кварцитовым, возраст которых датируется со значительной долей условности как рифей-вендский. В связи с отсутствием полного непрерывного разреза и фаунистических данных возрастное и структурное взаимоотношение этих толщ не ясно. Большинство авторов выделяет на Тимане две структурно-фациальные (В. С. Журавлев, М. И. Осадчук, 1960 и др.) или структурно-тектонические (З. И. Цзю, 1964, В. Г. Черный, Смирнов и др., 1968) зоны: западную (внешнюю) и восточную (внутреннюю, или центральную). Граница между зонами проводится в субмеридионально вытянутой полосе разрывных нарушений, в Восточно-Тиманской системе разломов, выделяемой в пределах зоны резких градиентов силы тяжести, сопряженных с узкими линейными магнитными максимумами.

Западная зона Тимана характеризуется более слабым метаморфизмом пород фундамента и более слабой их дислоцированностью. Складчатость пологого характера, сундучного или коробчатого типа, магматические породы представлены ультраосновной формацией.

Отложения восточной зоны метаморфизованы более интенсивно и дислоцированы резче в крупные антиклинальные и синклинальные складки, осложненные дизъюнктивными нарушениями.

В Ижма-Печорской впадине по гравимагнитным данным можно предполагать мозаично-блоковое строение фундамента, сложенного метаморфическими сланцами и гранитами, вскрытыми рядом скважин в южных и северных районах впадины.

Наиболее неясными до последнего времени представлялись состав и возраст фундамента восточного блока, расположенного восточнее Припечорской зоны разломов и охватывающего Большеземельскую тундру и имеющего специфическую геофизическую

характеристику. Гравитационное и магнитное поля здесь отличаются четко выраженным полосовым характером аномалий единого северо-западного простирания.

Первоначально предполагался гранито-гнейсовый состав фундамента Большеземельской тундры (Пытков камень, А. П. Карпинский, 1894). Идею гранито-гнейсового архейского фундамента впоследствии разделили Н. Н. Тихонович (1956), О. А. Калинина (1955), В. А. Левченко (1958), Г. А. Чернов (1962), З. И. Изю (1970) и многие другие. Н. С. Шатским и А. А. Богдановым, выделившими Тиман как рифейский авлакоген (1961), территория Большеземельской тундры была отнесена к Баренцевой плите Восточно-Европейской платформы.

Однако Н. С. Шатский первоначально (1946) считал, что фундамент всего северо-восточного угла Восточно-Европейской плиты — Тимана и Большеземельской тундры — сложен байкалидами, в составе которых выделяются внешняя и внутренняя зоны. Этот взгляд активно поддерживался и развивался Н. П. Херасковым (1953—1956), Э. Э. Фотиади (1958), В. С. Журавлевым и Р. А. Гафаровым (1959), А. Я. Кремсом, Б. Я. Вассерманом и Н. Д. Матвиевской (1959—1970) и др. Граница между внешней и внутренней зонами рифейской геосинклинали была проведена В. С. Журавлевым и Р. А. Гафаровым по Припечорской зоне разломов (главной системе разломов Печоро-Кожвинского авлакогена). Фундамент Большеземельской тундры (т. е. восточного блока), по их мнению, образован вулканогенно-осадочными формациями рифейского или даже более молодого, кембрийского, возраста.

В последующем в результате сейсморазведки КМПВ были получены также первые сейсморазведочные данные о смене вещественного состава фундамента в Большеземельской тундре.

По профилю, пересекающему северную часть Тимано-Печорской провинции в районе Нарьян-Мара (рис. 6) восточнее Припечорской системы разломов, установлено (А. Л. Кокошко, 1969) резкое возрастание граничной скорости до сейсмического горизонта Ф, связываемого с поверхностью фундамента (6,5—6,9 км/сек против 5,9—6,1 км/сек на Тимане и в Ижма-Печорской впадине). Внутри фундамента зафиксированы преломляющие границы, расположенные под углом к его поверхности, что дало основание К. А. Кривцову (1970) высказать предположение о залегании здесь под маломощными метаморфическими толщами рифея архей-протерозойского фундамента.

Высокие граничные скорости (6,5—6,7 км/сек) были установлены также по данным КМПВ на профиле, пересекающем по простиранию южную часть Колвинского мегавала.

В последнее время фундамент Большеземельской тундры вскрыт двумя скважинами. На глубоко эродированном Возейском поднятии в скв. 51 при глубине 4388 м вскрыты сильно метаморфизированные породы фундамента, представленные кварцевыми порфирами и альбитофирами и сходные по внешнему облику

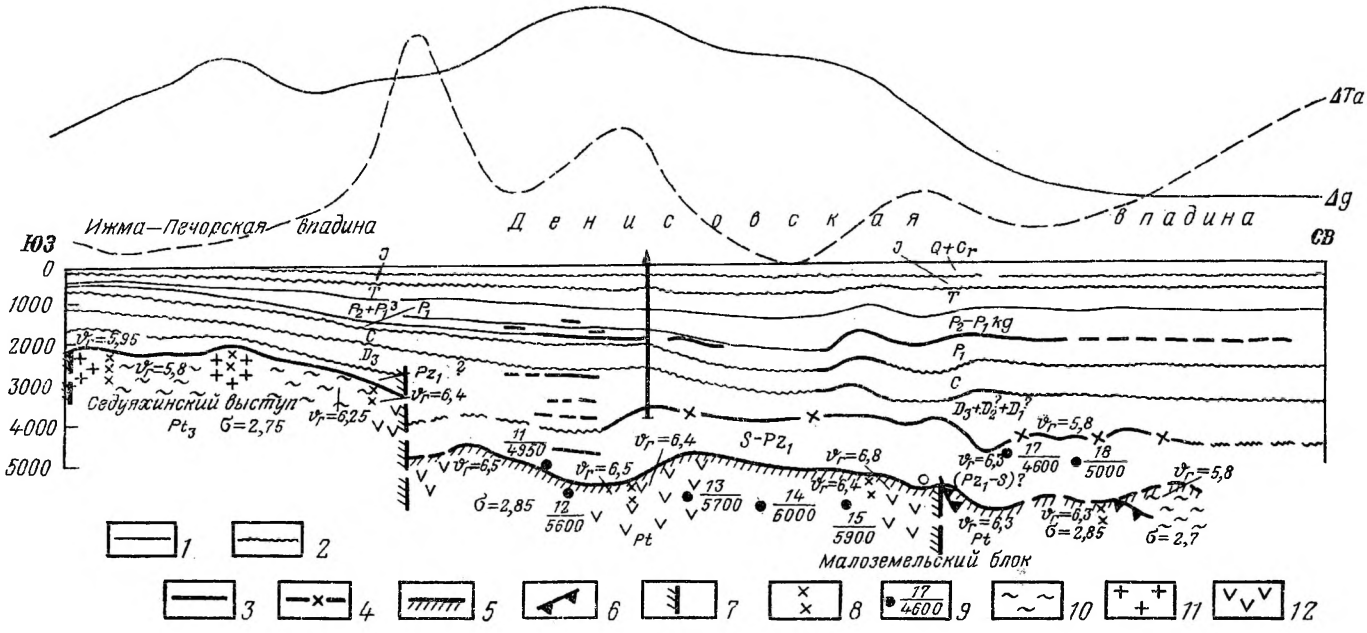


Рис. 6. Геолого-геофизический профиль через северо-западную часть Тимано-Печорской провинции.

1 — геологические границы; *2* — стратиграфические несогласия; *3* — отражающие сейсмические горизонты; *4* — преломляющие сейсмические горизонты в осадочной толще; *5* — то же, приуроченные к поверхности фундамента; *6* — то же, внутри фундамента; *7* — тектонические нарушения; *8* — зоны смены граничных скоростей; *9* — точки МТП, в знаменателе — глубины залегания опорного электрического горизонта, связанного с фундаментом; предположительный вещественный состав фундамента: *10* — сланцы; *11* — граниты; *12* — основные породы; $v_г$ — значения граничных скоростей в км/сек; σ — значения плотностей фундамента в г/см³.

с отложениями маньинской свиты Урала, возраст которой датируется как рифей — кембрий (А. Д. Миклухо-Маклай, 1971). Скв. 1 Баган в Хорейверской впадине на глубине 4384 м вскрыты песчаники и серицито-хлоритовые кварцевые сланцы, аналогичные тиманским.

Таким образом, присутствие архейского фундамента в Большеземельской тундре становится все более сомнительным.

Рельеф поверхности фундамента изучен главным образом геофизическими методами. Первые попытки структурного изображения морфологии фундамента выполнены Р. А. Гафаровым (1955) по результатам мелкомасштабной аэромагнитной съемки, затем И. И. Бирюковым и другими (1958) по данным гравиметрии. На основании количественных расчетов, выполненных указанными авторами, были впервые намечены контуры некоторых крупных структур поверхности фундамента. Так, Р. А. Гафаровым выделены с запада на восток Вычегодская депрессия, Тиман, Сульско-Сойминская депрессия, Припечорский структурный уступ, Денисовская депрессия, Адзьвинский свод.

В последующем уточненные расчеты глубин залегания фундамента проводились по материалам крупномасштабных гравитационных и аэромагнитных съемок (В. В. Большаков, М. И. Залипухин, И. И. Бирюков, 1968; М. А. Осада, 1968, К. А. Кривцов, 1970 и др.). На ряде участков гравимагнитные данные дополнены материалами электроразведочных работ методами МТП и КМТП, сейсморазведки МОВ и КМПВ и единичных буровых скважин. В результате существенно изменились первоначальные представления о рельефе поверхности фундамента (рис. 7). Авторами работы также составлена схема поверхности фундамента (рис. 8).

Современные геофизические данные показывают, что поверхность фундамента резко расчленена. Каждый из выделенных выше блоков (Притиманский, Канино-Тиманский и Большеземельский) разбит на блоки, разделенные тектоническими нарушениями различной интенсивности, протяженности и возраста, которые часто проникают в платформенный чехол. Выделяются также выступы и впадины различных размеров и ориентации.

В пределах Притиманского (эпикарельского) блока, или прогиба, глубины залегания фундамента, по данным КМПВ, не превышают 4,5 км. Здесь выделяются крупные Сафоновский, Вычегодский и Лешуконский прогибы с глубинами залегания фундамента до 4—4,5 км и Обдырско-Синдорский, Косланский, Вашкинский и другие выступы, где фундамент поднимается до отметки минус 2,5—2 км (В. А. Дедеев, 1969).

В области Канино-Тиманского (Печорского) блока выделяется три основных крупных структурных элемента: Тиман, Ижма-Печорская владина и Савиноборско-Седуяхинская система выступов.

Тиман представляет собой в целом крупный протяженный (свыше 800 км при ширине до 150 км) выступ фундамента. Его амплитуда на отдельных участках достигает 3 км.

Западным ограничением Тиманского выступа служит зона Западно-Тиманского разлома, состоящего из системы кулисообразно расположенных и ступенчато погружающихся на запад блоков. Аналогичная система нарушений амплитудой смещения на отдельных участках до 0,5—1 км проходит по восточной границе Тимана

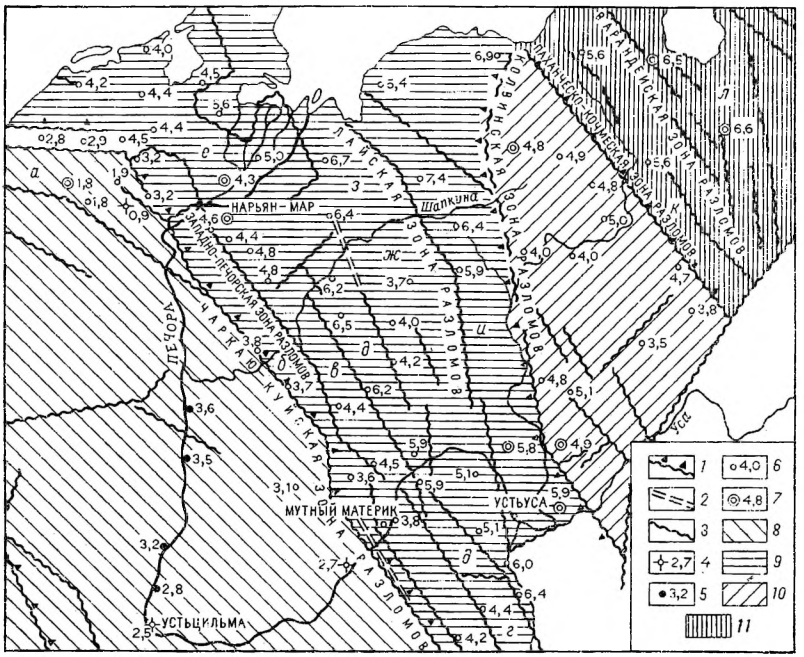


Рис. 7. Схематическая структурная карта фундамента Большеземельской тундры по геофизическим данным (по М. А. Осаде, 1965).

1 — региональные разломы, разграничивающие блоки первого порядка; *2* — разломы фундамента по данным сейсморазведки; *3* — то же, по данным гравиразведки; глубины поверхности фундамента в км: *4* — по данным бурения; *5* — по данным сейсморазведки КМПВ, *6* — по расчетам глубин залегания верхних кромок магнитных тел; *7* — по тем же расчетам с контрольными вычислениями по гравитационным аномалиям; блоки фундамента первого порядка; *8* — Печорский; *9* — Денисовский; *10* — Большеземельский; *11* — Хайпудырский; блоки фундамента второго порядка: *а* — Седуяхинский; *б* — Чаркаю-Куйский; *в* — Печорский; *г* — Печоро-Городский; *д* — Мальчигей-Вадский; *е* — Малоземельский; *ж* — Мишваньский; *з* — Лая-Вожский; *и* — Нерутинский; *к* — Верхнеколвинский; *л* — Сорокинский.

(Ижемский разлом), определяя резкое ступенчатое погружение фундамента в Ижма-Печорскую впадину.

Гипсометрические отметки поверхности фундамента на Тимане резко колеблются от ноля до минус 2—2,5 км в наиболее глубоких впадинах. По данным геологической и геофизических съемок, выделяется ряд выступов (горстов) и впадин (грабенов).

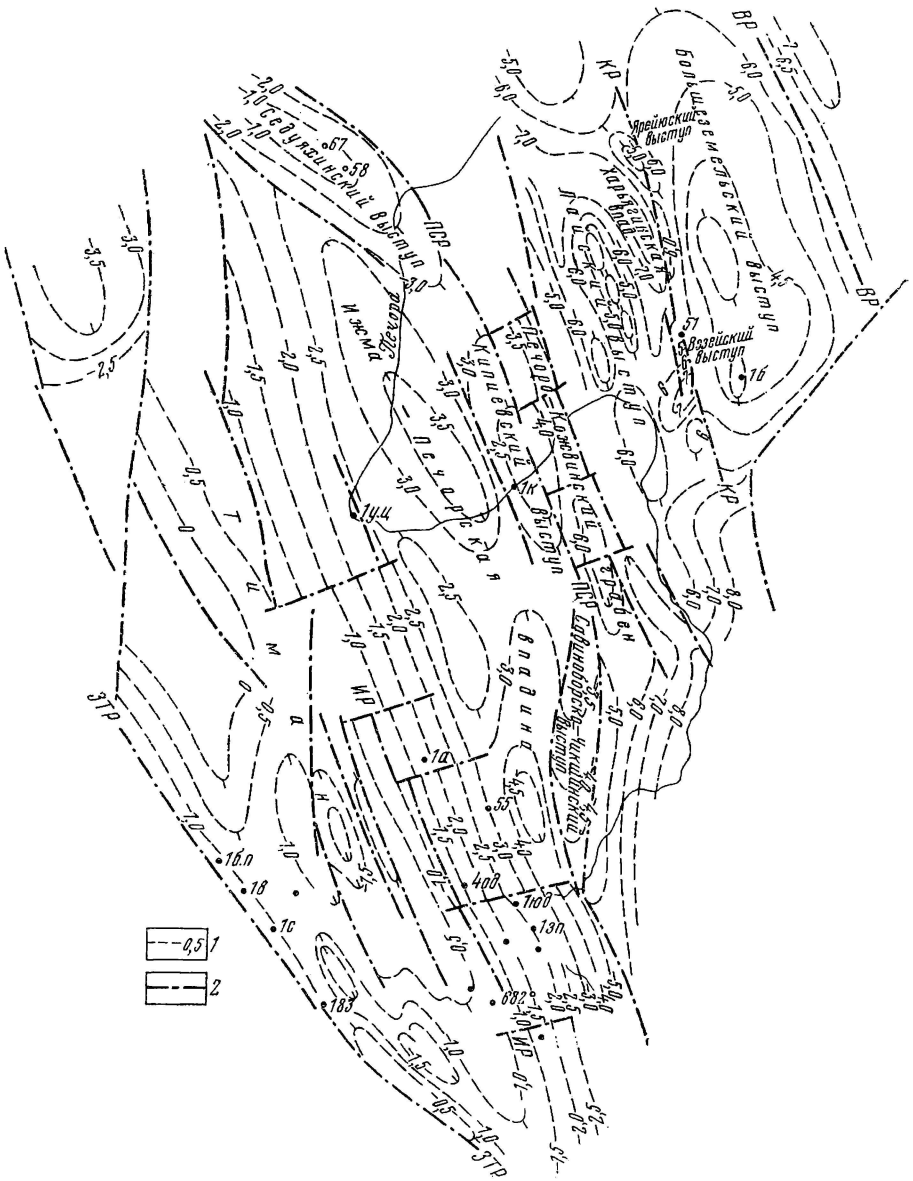


Рис. 8. Структурная схема поверхности фундамента.

1 — изогипсы поверхности фундамента (в км); *2* — тектонические нарушения; зоны разломов: *ЗТР* — Западно-Тиманская; *ИР* — Ижимская; *ПР* — Припечорская; *КР* — Колвинская; *ВР* — Варандейская.

Наиболее крупными поднятиями западной структурно-фациальной зоны являются Ксенофонтовский, Джежим-Парминский и Четласско-Цилемский выступы. В восточной зоне выделяются Оч-Парминский, Вымско-Вольский, Ухта-Ижемский, Северо-Тиманский и Канинский выступы. Границами отдельных выступов и впадин являются нарушения преобладающего северо-западного и широтного направления. Структуры Тимана подробно описаны в работах З. И. Цзю, В. Г. Черного, А. В. Разницына, В. В. Мартынова, К. А. Кривцова.

Структура перекрывающего Тиманскую гряду платформенного чехла имеет прямую связь с рельефом поверхности фундамента и почти полностью повторяет очертания основных крупных элементов.

Строение фундамента Ижма-Печорской впадины в последние годы широко изучалось геофизическими методами. Большая территория покрыта детальной аэромагнитной и гравиметровой съемками, пересечена сейсморазведочными профилями КМПВ, а также электрозондированиями методом становления магнитного поля и МТЗ. Однако ограниченное число параметрических скважин, пробуренных до фундамента, не позволяет использовать результаты геофизических съемок для достаточно надежных количественных построений. На основании эмпирических данных предполагается, что точность определения глубин залегания фундамента Ижма-Печорской впадины с помощью геофизических методов составляет 5—10%.

Скважинами поверхность фундамента в Ижма-Печорской впадине вскрыта в четырнадцати точках на абсолютных глубинах от 900 до минус 2800 м. Большинство скважин располагается в западной прибортовой зоне впадины, где гипсометрические отметки кровли фундамента составляют минус 1—1,5 км. Наиболее глубокое залегание (минус 2790 м) отмечено в скв. 55 Ванью (Западно-Тэбукская площадь). Глубокие скважины, расположенные в центральных и восточных районах впадины, при глубинах 2,5—3 км не вышли из среднедевонско-силурийских отложений.

Территория Ижма-Печорской впадины характеризуется региональным магнитным минимумом, охватывающим на западе Тиман, что указывает на распространение здесь единого по составу сланцевого фундамента. Это подтверждается и результатами бурения. Вскрываемый в Ижма-Печорской впадине фундамент, как правило, сложен разнообразными метаморфическими сланцами, однако широко распространены и граниты, встреченные как в северных ее районах (Седуяхинское поднятие, скв. 54, глубина 855 м), так и в южных (скв. 1 Южный Джъер, глубина 2230 м, скв. 1 Западная Покча, скв. 1 Нижняя Омра и др.). Возраст гранитов от 450 до 560 млн. лет.

Можно предполагать таким образом, что отдельные блоки фундамента впадины имеют различный вещественный состав. Определенно можно выделить гранитные блоки Седуяхинский в северной части впадины и Омра-Сойвинский в южной части.

Широкое развитие пород пониженной плотности (2,7—2,75 г/см^3) можно предполагать также в области крупных Ираиольского и Кипиевского блоков фундамента, выделяемых в границах одноименных гравиметрических минимумов. В восточной части впадины па всем ее протяжении выделяется узкая полоса распространения пород фундамента повышенной магнитоактивности и плотности (до 2,9 г/см^3, И. И. Бирюков).

На основании расчетов глубин залегания фундамента по данным аэрогравиметровых съемок, выполненных еще в 1955 г. Р. А. Гафаровым, считалось, что фундамент Ижма-Печорской впадины почти моноклинально погружается к северо-востоку от Тимана. Область наибольшего погружения в пределах впадины (4 км) предполагалась севернее широтной излучины р. Печора.

Последующие геофизические исследования показали, что рельеф поверхности фундамента более сложен. По фундаменту выделяется крупная впадина с бортовыми поднятиями как на западе (Тиманское), так и на востоке — северо-востоке (Савиноборско-Седуяхинское). Погружение бортовых зон имеет неравномерно-ступенчатый характер и осложнено тектоническими нарушениями, а также поднятиями типа выступов (гряд), возможно, горстов.

Направление нарушений и их амплитуда изучены слабо. По результатам электроразведочных исследований ЗСМП на Велью-Тэбукской и Савиноборско-Пашнинской площадях устанавливается нарушение субмеридиональной ориентировки. Скачкообразные (от 100 до 500 м) изменения глубин залегания опорного электрического горизонта и сейсмической поверхности Ф, отождествляемых с поверхностью фундамента, указывают на возможное развитие нарушений различной интенсивности и в других районах впадины.

От Тимана к Ижма-Печорской впадине поверхность фундамента полого погружается, достигая наибольших глубин залегания (3,5—4,5 км) в приосевой зоне впадины. Осевая зона, по данным МТП и КМПВ, намечается по линии Велью-Ираиоль—Брыкаланск—Якшино почти параллельно Тиману.

Центральная часть впадины заметно разделяется в районе широтной излучины р. Печора на две котловины — северную и южную. Северная (Созьвинская) котловина очерчивается изогипсой минус 3 км, при максимальных глубинах залегания фундамента до 3,5 км. Южная (Ираиольская) котловина более погружена, глубины залегания фундамента достигают 4,5 км.

Поверхность фундамента в центральной части впадины осложнена сравнительно небольшими (амплитуда 300—500 м) выступами: Хабарихинским, Тобышским, Велью-Тэбукским и т. д.

В восточном и северо-восточном направлении фундамент вновь воздымается до 2,5—3 км. Восточное и северо-восточное обрамление впадины составляет частично погребенный Савиноборско-Седуяхинский выступ фундамента (гряда). По восточному крылу

этой гряды на границе с Печоро-Кожвинским авлакогеном и Предуральским прогибом протягивается Припечорская (главная) система разломов, по которой фундамент вновь резко с амплитудой смещения 500—1000 м погружается на восток.

В составе Савиноборско-Седуяхинской гряды выделяется три последовательно воздымающихся с юга на север крупных выступа: Савиноборско-Чикшинский, Кипиевский и Седуяхинский, меняющих свою ориентировку от меридиональной на юге (Савиноборско-Чикшинский выступ) до северо-западной на севере (Седуяхинский выступ).

Савиноборско-Чикшинский выступ, видимо, сложенный сланцами, пронизанный интрузиями основного и ультраосновного состава, выделяется по гравимагнитным и электроразведочным данным в полосе одноименных интенсивных гравиметрических максимумов. Его ориентировочная протяженность не менее 100 км, глубина залегания фундамента на своде около 3—3,5 км. Восточное крыло осложнено нарушением, затухающим в осадочном чехле.

Кипиевский выступ, сложенный гранито-сланцами, имеет протяженность около 125 км и очерчивается изогипсой минус 2750 м. Минимальные глубины фундамента около 2500 м. По западному крылу выступа по данным КМПВ трассируется малоамплитудное погребенное нарушение, по восточному крылу проходит крупный разлом с амплитудой более 1000 м, проникающий через всю осадочную толщу и в районе пос. Мутный Материк выходящий на поверхность.

Седуяхинский выступ, также сложенный гранито-сланцами, очерчивается изогипсой минус 2,5 км, по которой имеет протяженность более 150 км при ширине до 35 км. Минимальные глубины фундамента в своде выступа 750—1000 м. По северо-восточной границе выступа проходит погребенное нарушение с амплитудой, по данным КМПВ, около 1 км.

Рельеф поверхности фундамента Ижма-Печорской впадины почти полностью нивелируется низами осадочной толщи — ижма-омринским комплексом, заполняющим древние впадины фундамента. Однако отмечаются некоторые черты связи структуры поверхности фундамента и платформенного чехла: ступенчатое погружение последнего, приуроченность некоторых его поднятий к зонам повышенной расчлененности и мобильности фундамента (к его выступам или погребенным нарушениям, к границам блоков и т. п.).

Еще более сложное строение имеет фундамент эвгеосинклинальной зоны байкалид — Большеземельский блок. Характер геофизических полей этого региона в целом резко отличен от характера аналогичных полей Ижма-Печорской впадины, Тимана и юго-западного Притиманья. В магнитном поле здесь выделяются протяженные системы интенсивных аномалий северо-западного простирания, отражающих либо состав и внутреннюю структуру фундамента — его антиклинории и синклинории (В. С. Журавлев, Р. А. Гафаров, 1959), либо только его вещественный состав

(Л. П. Шилов, 1964, М. А. Осада, 1968), либо внедрения основных и ультраосновных интрузий в архейский гранито-гнейсовый фундамент (К. А. Кривцов, 1970). Гравитационное поле имеет преимущественно полосовой (Печорская и Колвинская зоны максимумов, Денисовская зона минимума), реже изометрический (Хорейверская зона минимума) характер. Геологическая природа гравитационного поля обусловлена комплексом факторов, включающих структуру осадочного чехла, рельеф и состав фундамента.

Вместе с тем взаимоотношение геофизических полей и их морфология в различных районах Большеземельского региона различны. По комплексной гравимагнитной характеристике, порядку глубин залегания фундамента, расчлененности его поверхности и другим признакам Большеземельский регион в свою очередь может быть разделен на несколько крупных областей (блоков). М. А. Осада выделяет четыре таких блока: Малоземельский, Денисовский, Большеземельский (Хорейверский) и Хайпудырский. Границы блоков определяются системами глубинных разломов. Они проводятся по зонам региональных гравитационных ступеней, совпадающих либо с системами интенсивных магнитных аномалий, либо с границами различных по характеру и знаку магнитных полей. Региональными разломами глубокого заложения являются разломы Припечорской, Колвинской и Паханчесско-Кочмесской зоны. Кроме того, выделяются разломы меньшей интенсивности и протяженности, ограничивающие более мелкие блоки фундамента.

Наиболее крупный Припечорский (главный по Н. Д. Матвиевской, В. С. Журавлеву, 1965) разлом протягивается на расстоянии более 1000 км от южной оконечности Тимана, через всю материковую область, продолжаясь далее в акваторию. В своей южной части Припечорский разлом возможно перекрыт интенсивно дислоцированными складками Урала и Западного Приуралья. В северной части разлом совпадает с предполагаемым глубинным швом, отвечающим границе раздела мио- и эвгеосинклинальных блоков рифейского складчатого фундамента.

Колвинский глубинный разлом протягивается от южной оконечности гряды Чернышева через всю Большеземельскую тундру до арктического побережья на расстояние более 350 км. Колвинский глубинный разлом является восточной границей Денисовского блока — крупной, исключительно специфичной по строению области, выделяемой в последнее время как Печоро-Денисовский авлакоген (Б. Я. Вассерман, 1969). Паханчесско-Кочмесский разлом протяженностью свыше 200 км является восточной границей Большеземельского блока и проходит, по мнению М. А. Осады, вблизи северо-восточной границы платформы с прогибом.

Преобладающее простирание разломов и нарушений северо-западное. Большинство из них имеют четкую пространственную связь со структурами осадочного чехла по всей его мощности.

Строение указанных выше блоков, входящих в состав Большеземельского региона, и история их развития существенно различны. Фундамент, вероятно, различается по степени эрозии, составу и возрасту.

Малоземельский блок ограничен на юго-западе Припечорским разломом, на юге и северо-востоке нарушениями более мелкого порядка и, видимо, значительной своей частью уходит за пределы суши в акваторию Печорского моря. В гравитационном и магнитном полях Малоземельский блок представлен резко очерченными интенсивными локальными максимумами и минимумами различного простирания и размеров, от субмеридиональных до субширотных. Аномалии меньших размеров имеют обычно слабую интенсивность. Глубины залегания фундамента оцениваются по геофизическим данным в 4—4,5 км. Особенности строения физических полей Малоземельского участка позволили выделить Р. А. Гафарову Нарьян-Марское сводовое поднятие (1963), а В. А. Дедееву (1969), К. А. Кривцову (1970) блок эродированного дорифейского фундамента, сложенного архейскими образованиями. Гравимагнитные характеристики Малоземельского блока и Седуяхинского выступа весьма сходны, что указывает на возможную общность строения этих участков, относимых на современных схемах к различным тектоническим регионам.

Денисовский блок характеризуется наиболее резкими колебаниями глубин залегания фундамента, от 4,5—5 км на его выступах до 7—8 км во впадинах. Поверхность фундамента резко расчленена. Денисовский блок также неоднороден по своему строению и может быть разделен на три отличных по геологической структуре области: западную, Печоро-Кожвинскую, центральную, Лайскую, и восточную, Колвинскую.

Западная область представляет собой крупный грабенообразный Печоро-Кожвинский прогиб, выделяемый часто как Печоро-Кожвинский авлакоген. Прогиб протягивается в северо-западном направлении от Западного Приуралья до побережья Печорского моря на расстояние более 500 км при ширине свыше 30 км. По своему положению и развитию прогиб тесно сопряжен с северной частью Припечорского разлома и представляет собой типичную шовную (приразломную) активно проявляющуюся в течение всей геологической истории структуру.

Прогиб состоит из серии погружающихся на юго-восток впадин (блоков), опущенных по системе нарушений субширотной ориентировки. Глубины залегания в наиболее глубокой Войской впадине достигают предположительно 7—9 км. В остальных блоках глубина залегания фундамента составляет 5,5—6 км.

В гравитационном поле Печоро-Кожвинскому грабену отвечает система узких, интенсивных, вытянутых на северо-запад положительных аномалий, резко ограниченных с юго-запада и северо-востока четкими гравитационными ступенями. Аналогичный характер имеет магнитное поле.

Центральная часть Денисовского блока (Лайская область) длительное время считалась одной из наиболее глубоких областей залегания фундамента (6—7 км) и выделялась как Денисовский прогиб (депрессия, мегапрогиб по Р. Н. Гафарову, 1959, В. А. Дедееву, 1969). Этому значительно способствовало присутствие здесь крупного гравитационного минимума и преимущественно отрицательный характер магнитного поля.

Однако сейсморазведочными работами последних лет установлено, что через центральную часть Денисовского блока также в субмеридиональном направлении от акватории Печорского моря на севере до Урала на юго-востоке протягивается область отно-

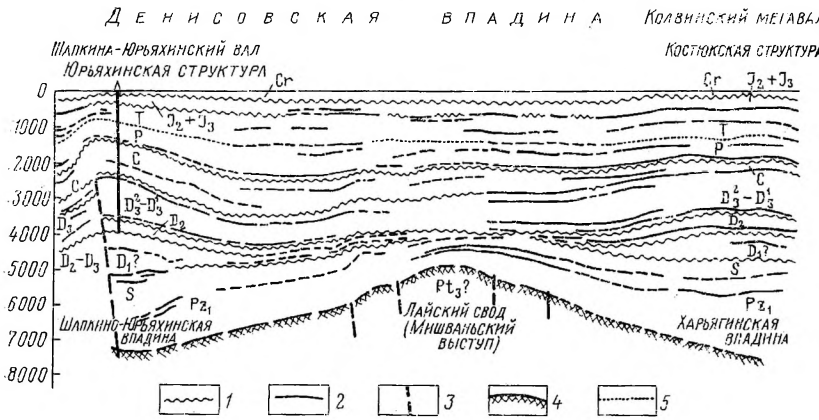


Рис. 9. Сейсмогеологический профиль вкрест простирания Лайского палеосвода.

1 — стратиграфические несогласия; *2* — сейсмические горизонты; *3* — тектонические нарушения; *4* — предполагаемое положение поверхности фундамента по данным сейсморазведки МОВ и КМПВ, а также электроразведки МТП; *5* — геологические границы.

сительно неглубокого (5—5,5 км) залегания фундамента — Лайский свод (рис. 9).

Восточная часть Денисовского блока выделялась ранее как Колвинское поднятие фундамента. В свете последних данных здесь, как и в западной части блока, протягивается система глубоких впадин с глубинами залегания фундамента до 7—8 км. Впадины обрамляют с востока Лайскую гряду. Они сопряжены с Колвинским разломом и, видимо, также тесно связаны с ним в своем развитии. Поперечные разграничения впадин образуют крупные поперечные, видимо, горстовые выступы — Возейский, Ярейюский и т. п. с глубинами залегания фундаментов 4,5—5 км. В скв. 51 на вершине Возейского выступа фундамент вскрыт на глубине минус 4324 м (рис. 10).

В гравиомагнитном поле выявленной Колвинской зоне отвечает полоса положительных аномалий, морфология которых заметно меняется по простиранию зоны.

Хорейверский (Большеземельский по М. А. Осаде) блок расположен восточнее Денисовского, между Колвинским и Паханческо-Кочмесским разломами. В гравитационном поле он характеризуется наличием мозаично расположенных слабоположительных аномалий различных размеров, формы и простирания. В магнитном поле выделяется аномальная слабоположительная зона с северо-западной ориентировкой, в пределах которой отдельные максимумы достигают значительной интенсивности.

По геофизическим данным, здесь в разное время и в различном объеме выделялись крупные погребенные структуры — Большеземельский, Колвинский или Адзьвинский свод (Р. А. Гафаров, 1963, М. А. Осада, 1965; З. И. Цзю, 1964).

Все геофизические данные указывают на относительно неглубокое (5—6 км) залегание фундамента. Скв. 1 Баган в южной

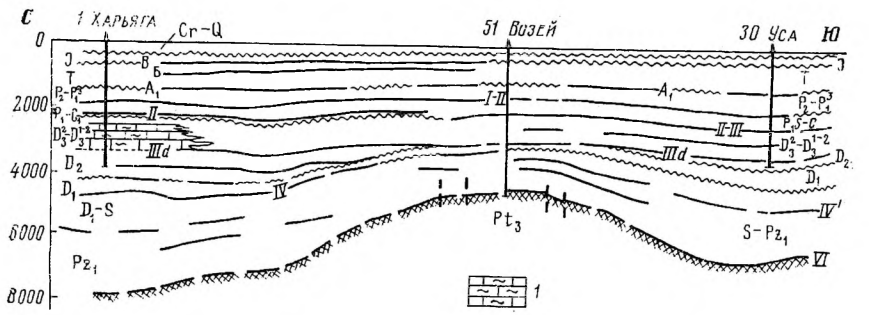


Рис. 10. Сейсмогеологический профиль по простиранию Возейского выступа.

1 — рифогенные известняки. Остальные условные обозначения см. на рис. 9.

части этого свода фундамент вскрыт на глубине 4240 м. Поверхность фундамента неровная, выделяется несколько довольно пологих поднятий (Баганское, Чернореченское), морфология которых еще не изучена. Регион в целом мы называем Большеземельским сводом (рис. 11).

Хайпудырский блок расположен восточнее Паханческо-Кочмесского разлома. В гравитационном поле блок характеризуется протяженными, очень узкими, линейно вытянутыми на северо-запад положительными аномалиями значительной интенсивности. Эти зоны с юго-запада и северо-востока ограничены резкими гравитационными ступенями и пространственно полностью совпадают с одноименными крупноамплитудными валами: Сорокина, Гамбурцева, Чернова и др. В магнитном поле также выделяются системы чередующихся положительных и отрицательных аномалий северо-западной ориентировки. Глубины залегания поверхности фундамента, вычисленные по графикам ΔT, колеблются от 5,5 до 6,5 км. В пределах этого блока, находящегося по существу на сочленении Восточно-Европейской и Западно-Сибирской плит, можно

допускать присутствие более молодого, уже не эпибайкальского, а эпипалеозойского фундамента.

Вследствие особенно сложного строения геофизических полей в Предуральском прогибе, особенно в восточной его части, определение глубин залегания имеет наибольшие погрешности. В центральной части Верхнепечорской и Косью-Роговской впадин фундамент залегает ориентировочно на глубине 8—10 км. В Больше-

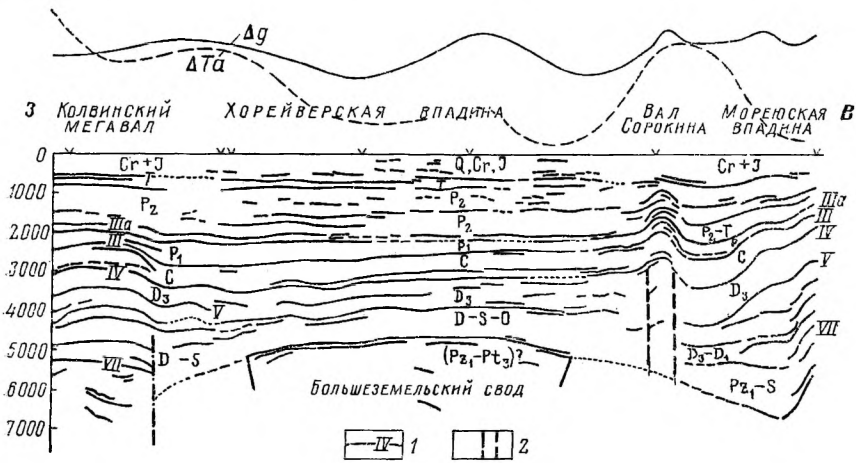


Рис. 11. Сейсмогеологический профиль через Большеземельский свод (по М. П. Зенченко).

1 — отражающие и преломляющие сейсмические горизонты; *2* — тектонические нарушения.

сынинской впадине фундамент занимает, возможно, приподнятое положение (6—8 км). В этом направлении, вероятно, продолжается Лайский погребенный выступ.

Платформенный чехол

Платформенный чехол Тимано-Печорской провинции исследован значительно более детально, чем фундамент, особенно за последние годы.

Консолидация фундамента происходила в различное время. В пределах эпикарельского блока (Притиманский или Мезенско-Вычегодский прогиб) платформенный чехол начал формироваться в рифее — нижнем кембрии, на эпибайкальской плите — в нижнем палеозое. Мощность осадочного чехла изменяется от первых сотен метров над выступами фундамента до 8—10 км в наиболее глубоких впадинах.

Обычно платформенный чехол Тимано-Печорской провинции разделяют на несколько структурных этажей (ярусов): нижнекемб-

рийский, силурийский (ордовикско-силурийский), среднедевонско-турнейский, визейско-артинский, кунгурско-триасовый, среднеюр-

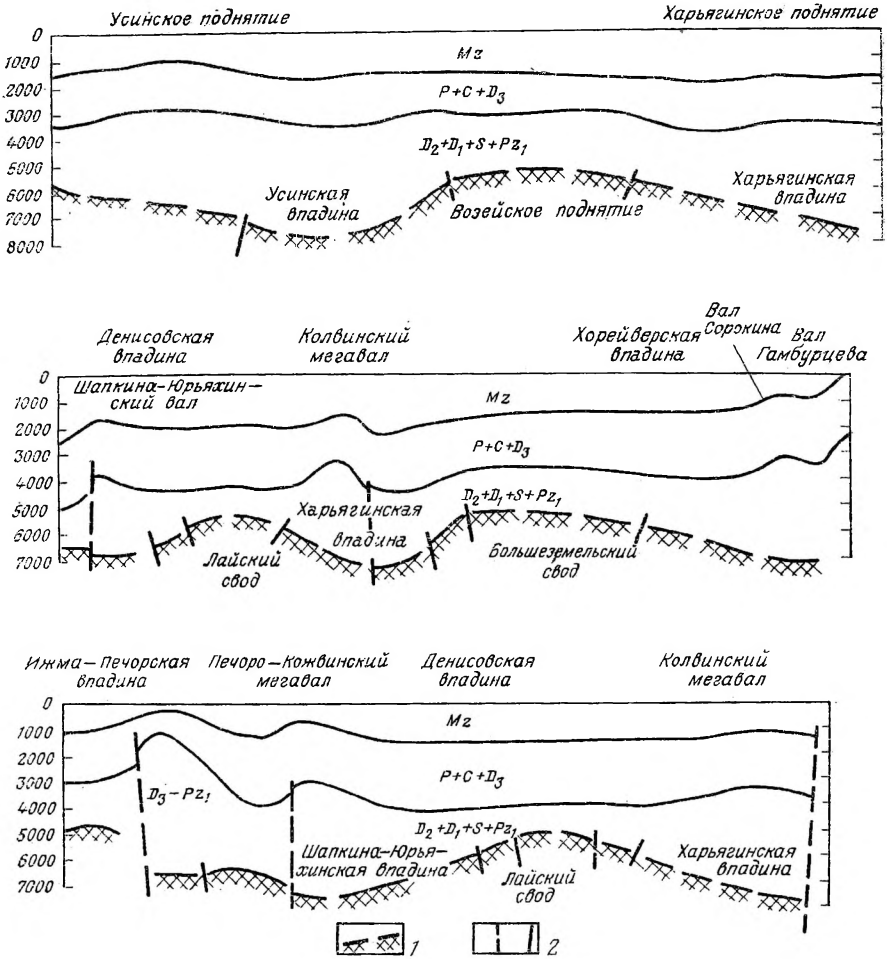


Рис. 12. Схематические геологические профили через северную часть Тимано-Печорской провинции, иллюстрирующие соотношение структурных планов фундамента и платформенного чехла.

1 — поверхность фундамента, по данным сейсморазведки; *2* — тектонические нарушения.

ско-меловой и неоген-четвертичный. Они разделяются эрозионно: стратиграфическими перерывами. Однако наиболее существенные различия наблюдаются между следующими тремя этажами: нижним, средним и верхним (рис. 12).

Нижний структурный этаж имеет различный стратиграфический диапазон в различных районах провинции. В состав этого этажа в пределах эпикарельского блока может быть включена додевонская пестроцветная терригенная формация, вскрытая скважинами на Аныбской, Сафоновской, Койпасской и других площадях, датируемая нижним кембрием — верхним протерозоем.

В Ижма-Печорской впадине в составе этажа определенно могут быть выделены терригенные преимущественно красноцветные отложения (молассоиды) ижма-омринского комплекса, возраст которых датируется как позднекембрийско-ордовикский (В. Л. Зарх, Т. И. Кушнарева, 1964) или ордовикский (В. Г. Черный, 1967).

В северных районах диапазон нижнего структурного этажа расширяется. В Печоро-Кожвинском нижнепалеозойско-девонском грабене к нему могут быть отнесены, кроме предполагаемого кембрия и ордовика, отложения силура, нижнего, среднего и значительной части верхнего девона. В Колвинской системе впадин возраст нижнего этажа, вероятно, нижнепалеозойско-среднедевонский.

В некоторых районах возможно присутствие в нижнем этаже вулканогенной формации, во всяком случае значительные толщи диабазов в отложениях среднего девона и нижнефранского подъяруса отмечены в Печоро-Кожвинском авлакогене на Дзеля-Терехевейской и Среднешапкинской площадях.

Особенностью строения нижнего структурного этажа (рис. 12) является единая общая направленность истории развития, а в современном плане — резкие колебания мощностей на коротких расстояниях, прямая связь тектоники с фундаментом, резкая дислоцированность (поднятия типа сводов и глубокие впадины, сопряженные с разломами фундамента).

Средний структурный этаж выделяется в объеме верхнего девона, карбона, перми и триаса. Его границы определяются региональными перерывами в предфранское и раннеюрское время. Мощность этажа относительно выдержана (2,5—3,5 км), тип дислокаций — валоподобные структуры, антиклинальные зоны, структурные террасы, осложненные брахиантиклиналями или куполовидными поднятиями.

Верхний структурный этаж объединяет отложения юры, мела и кайнозоя, залегающие с угловым и стратиграфическим несогласием на подстилающих породах. Для этого этажа характерно развитие наложенных пологих депрессий и крайне слабая дислоцированность слоев. Валы и локальные структуры, достигающие километровой амплитуды в отложениях среднего этажа, в верхнем комплексе зачастую почти не отражаются.

Наибольший интерес с точки зрения нефтегазоносности представляют нижний и средний структурные этажи.

Нижний структурный этаж

Нижний структурный этаж характеризуется резкими колебаниями мощностей, несогласием, иногда обращенным по отношению к вышележащим отложениям структурным планом. В своей нижней части он наследует рельеф фундамента. Здесь отмечаются крупные, площадью в сотни квадратных километров поднятия и впадины. К кровле этажа большинство поднятий сглаживается и в отложениях среднего и верхнего палеозоя получают отражение только некоторые из них. Древние впадины также нивелируются, и в отложениях среднего и верхнего палеозоя им, как правило, отвечают крупноамплитудные, но выполаживающиеся с глубиной инверсионные валы и антиклинали линейного вида, сопровождающиеся флексурно-разрывными зонами. Это Печоро-Кожвинский, Шапкина-Юрьяхинский и Варандейский валы, часть структур Колвинского мегавала.

Морфология поднятий нижнего структурного этажа резко отличается от морфологии валов инверсионного типа. Поднятия представляют собой крупные древние своды, заложившиеся еще в нижнем палеозое и сохранившиеся до настоящего времени. На вершинах сводов разрез нижнего структурного этажа сокращается, выпадают целые стратиграфические комплексы.

Выклинивание отдельных толщ нижнего структурного этажа происходит на склонах сводов и прослеживается сейсморазведкой на десятки километров, т. е. имеет региональный характер.

В направлении от Тимана на северо-восток прослеживается несколько крупных, чередующихся систем поднятий (палеосводов) и впадин, наследующих рельеф фундамента. Это состоящая из двух ячей Ижма-Печорская впадина; Савиноборско-Седуяхинская система в составе Савиноборско-Чикшинского, Кипиевского и Седуяхинского поднятий; Печоро-Кожвинский грабен, включающий не менее трех впадин, разделенных погребенными поднятиями; Лайская система в составе Болванского, Командиршорского Мишваньского и Печоро-Колвинского поднятий; сложная Колвинская система, объединяющая несколько впадин, разделенных крупными Возейским и Ярейюским поднятиями; Большеземельская система поднятий и, наконец, Варандейский прогиб. Амплитуда поднятий достигает 1—2 км, мощность комплекса в наиболее погруженных впадинах 3—4 км, на вершинах поднятий она сокращается до 1—1,5 км.

Пространственное взаимоотношение поднятий (палеосводов), их контуры, амплитуда, границы распространения отдельных толщ пока недостаточно изучены. В каждом из выделенных поднятий намечается несколько вершин, где наблюдаются наиболее сокращенный разрез и наиболее приподнятое положение фундамента.

Савиноборско-Седуяхинская система объединяет три поднятия. На северном Седуяхинском поднятии отложения нижнего этажа

полностью размыты, и непосредственно на метаморфических сланцах и гранитах залегают отложения кыновского горизонта верхнего девона. На Кипиевском поднятии от нижнего структурного этажа сохранилась лишь маломощная (25 м) пачка песчаников нижнего палеозоя, залегающих на метаморфических сланцах и перекрытых верхним девоном. На южном Савиноборско-Чикшинском поднятии бурением отмечен сокращенный разрез силура, предполагается также сокращение части нижнего палеозоя. К западу от Савиноборско-Седуяхинской системы поднятий в Ижма-Печорской впадине мощность нижнего палеозоя резко возрастает и превышает 1 км.

На Лайской системе поднятий мощность отложений нижнего палеозоя, нижнего девона и среднего девона резко сокращается, отдельные толщи в своде (предположительно средний и нижний девон и верхний силур) выклиниваются полностью.

На Большеземельском поднятии отсутствуют отложения нижнего и среднего девона, и на силурийские отложения сокращенной мощности ложатся отложения кыновского горизонта нижнефранского подъяруса. Отложения ордовика резко сокращены.

К западу от Савиноборско-Седуяхинской системы поднятий располагается Ижма-Печорская впадина. Между Савиноборско-Седуяхинской и Лайской системами располагается Печоро-Кожвинский грабен; между Лайской и Большеземельской — система Колвинских прогибов. Общим в строении прогибов являются огромная мощность нижнего структурного этажа (от 1,5 до 4—5 км), длительное развитие, резкие очертания. Впадины имеют различную морфологию, иногда ограничены по периферии нарушениями или осложнены ими в центральной части (приразломные впадины). Заполняющие впадины отложения интенсивно дислоцированы и инверсированы в крупные, длительно развивающиеся валы, иногда осложненные нарушениями.

Печоро-Кожвинский прогиб заложен в нижнем палеозое и развивался вплоть до верхнего девона. Мощность нижнего структурного этажа (нижний палеозой — средний девон) в отдельных его блоках 3—4 км.

В составе Колвинской системы уверенно намечаются по крайней мере два поднятия — Возейское и Ярейюское и две впадины — Усинская и Харьягинская, заложившиеся в нижнем палеозое и сохранившиеся вплоть до среднего девона. Мощность нижнего этажа здесь также достигает 3—4 км, в то время как на разделяющем их Возейском поднятии мощность этажа около 1000 м, и из разреза выпадают отложения ордовика и среднего девона, значительной части верхнего силура и нижнего девона.

По особенностям строения и условиям формирования отложения нижней части платформенного чехла провинции (нижний структурный этаж) весьма близки к так называемому промежуточному или переходному комплексу, выделенному на других

эпибайкальских и эпикаледонских платформах (Летавин, Крылов, 1959, Н. С. Зайцев, 1963; Ф. Г. Гурари, В. П. Казаринов, 1963 и др.).

Формирование этой части разреза происходило в условиях неполной стабилизации платформы. Платформа проявляла сохраненную от орогенного периода повышенную мобильность. Эта подвижность выразилась в интенсивных прогибаниях и образовании глубоких впадин и в интенсивных поднятиях с формированием крупных обширных сводов, в пределах которых наблюдаются стратиграфические перерывы огромного диапазона. Заложение впадин и прогибов начинается с нижнего палеозоя, завершение их формирования приходится в одних районах на нижний палеозой, в других — на средний и даже верхний девон.

Средний структурный этаж

Границы среднего структурного этажа, объединяющего отложения верхнего девона, карбона, перми и триаса, в северных районах провинции четко прослеживаются по региональным перерывам в основании франского яруса и юры. В южной части Ижма-Печорской впадины к этому этажу целесообразно относить отложения среднего девона и силура. В Печоро-Кожвинском авлакогене нижняя граница этажа проходит стратиграфически выше в верхах верхнего девона. Входящие в состав среднего структурного этажа отложения залегают большей частью несогласно на нижележащих породах.

Мощности среднего структурного этажа относительно выдержанные (2,5—3,5 км). В современном структуром плане Тимано-Печорской провинции по среднему, наиболее изученному структурному этажу выделяются следующие крупнейшие тектонические элементы: Тиманская антеклиза (гряда), Печорская синеклиза (впадина) и Предуральский краевой прогиб. Для характеристики современной структуры платформенного чехла обычно используют две основные маркирующие поверхности — кровлю верхнепалеозойских карбонатных отложений и подошву доманикового горизонта верхнего девона.

Тиман

Тиман, или Тиманская антеклиза (гряда), представляет собой крупный фрагмент геосинклинальной структуры протерозойского или раннепалеозойского времени, преобразованный в варисцийскую и киммерийскую фазы тектогенеза (Н. Н. Тихонович, 1946). Тиман простирается в северо-западном направлении на расстояние свыше 800 км при ширине 150 км и включает ряд крупных коробчатых структур платформенного типа, расположенных кулисообразно (Ксенофонтовский, Джежимпарминский, Вымско-Вольский, Четласско-Цилемский, Канинский, Ухта-Ижемский и другие

выступы или горсты, а также Тобысскую (Вольскую), Кедвинско-Эшмесскую, Верхневымскую, Космипскую и другие впадины (грабены).

Поднятия имеют относительно пологие своды, сложенные породами девона, карбона и метаморфическими сланцами докембрия, и более крутые крылья, часто нарушенные крупными дизъюнктивами.

Ксенофонтовское валообразное поднятие имеет длину 120 км, ширину 20—25 км, амплитуду по поверхности фундамента 1000 м. Поднятие асимметрично (юго-западное крыло круче) и включает несколько куполовидных и брахиантиклинальных структур также северо-западного направления.

Джежимпарминское поднятие размерами 11×25 км и амплитудой 1000 м также имеет асимметричное строение. Более крутое его западное крыло осложнено разрывом, по которому эта структура резко приподнята относительно расположенного к юго-западу Мезенско-Вычегодского прогиба. В ядре поднятия обнажаются породы рифейского фундамента.

Вымско-Вольское поднятие представляет собой вытянутую на северо-запад асимметричную коробчатую структуру (горст) протяженностью около 120 км, ограниченную с востока и запада крупными нарушениями. Поднятие включает две кулисообразно сочленяющиеся валообразные структуры: Вымско-Кедвинскую и Оч-Парминскую.

Четласско-Цилемское (Четласское) поднятие имеет вытянутую форму (размеры 280×80 км) и построено сложно. В центральной части поднятия широко обнажаются породы рифея, палеозойские отложения развиты только на его периферии. Северо-восточное крыло поднятия осложнено двумя крупными продольными разломами северо-западной ориентации, между которыми располагается грабенообразная депрессия.

Канинское поднятие также представляет собой крупную положительную структуру коробчатой формы размерами 350×80 км. В ядре поднятия обнажены сильно дислоцированные метаморфические сланцы рифея, перекрытые на крыльях, а иногда и в присводовой части слабо дислоцированными неметаморфизованными отложениями палеозоя, которые образуют брахиантиклинали сундучного типа, соответствующие горстовым блокам фундамента.

Ухта-Ижемское валообразное поднятие является сложно построенной асимметричной складкой северо-западного направления длиной около 280 км, амплитудой не менее 800 м. В своде поднятия на поверхность выведены нижнефранские отложения. Поднятие четко выражено в рельефе фундамента, фундамент осложнен многочисленными тектоническими нарушениями различной амплитуды, частично прослеживающимися в нижних горизонтах платформенного чехла.

Печорская синеклиза

Печорская синеклиза представляет собой плоскую платформенную впадину, обрамленную на западе и юго-западе сложно построенным глыбовым поднятием Тимана, на востоке и северо-востоке герцинским Предуральским краевым (предгорным) прогибом, отделяющим Русскую платформу от складчатых структур Урала. Южное замыкание синеклизы образовано сочленением юго-восточного погружения Тимана с поперечным поднятием Полюдова Камня Предуральского прогиба. На севере синеклиза раскрывается, погружаясь под воды Баренцева и Печорского морей, где она изучена до широты острова Вайгач. На структурных картах отчетливо видны линейность и угловатость очертания синеклизы, обусловленные разломами фундамента, оперяющими раздробленный внешний угол платформы.

Юго-западная (Ижма-Печорская впадина) и северо-восточная (Большеземельская тундра) части Печорской синеклизы резко различаются характером деформации и их интенсивностью, пространственным размещением локальных структур, а также их генезисом и возрастом. Для юго-западных районов характерна пликативная, прерывистая складчатость брахиантиклинального и куполовидного типа с амплитудами структур от 30 до 150 м (редко 300 м). Встречаются как одиночные структуры, так и их системы: валы и антиклинальные зоны протяженностью от 40 до 100 км. Антиклинали группируются большей частью вдоль структурных уступов, согласуясь с ними в простирании, преобладают субширотное и субмеридиональное направления.

В северо-восточной части синеклизы распространены протяженные (40—400 км) линейные системы антиклинальных поднятий главным образом северо-западной, реже северо-восточной ориентировки, близких по морфологическому облику к линейным антиклиналям Предуральского прогиба. Одиночные структуры, как правило, отсутствуют. Амплитуда антиклиналей, составляющих эти системы, превышает 200—300, иногда 500—700 м. По сравнению с Ижма-Печорской впадиной значительно увеличиваются размеры структур и усложняется их морфология.

Существенное место в современной тектонике северо-восточной части синеклизы принадлежит флексуроразрывным дислокациям различной интенсивности и протяженности. Преобладающее большинство флексуроразрывных зон имеет северо-западное тиманопайхойское, реже северо-восточное уральское направление. Согласное простирание и положение пликативных и дизъюнктивных дислокаций указывает на их генетическую связь.

В современном структурном плане Печорской синеклизы выделяются следующие основные тектонические элементы: Ижма-Печорская (Печорская) впадина, или депрессия, Печоро-Кожвинский мегавал (Печорская тектоническая гряда), Денисовская

впадина, или мегапрогиб, Колвинский мегавал, Хорейверская впадина или мегапрогиб.

Современная граница Ижма-Печорской впадины на западе и юго-западе определяется глыбовым Тиманским поднятием (условно ее можно провести по Ижемской флексуро-разрывной зоне), на северо-востоке — главной системой разломов Печоро-Кожвинского мегавала (Припечорский разлом) и Седуяхинским поднятием; на севере — поворотом последнего к Тиману. Юго-восточная и восточная окраины Ижма-Печорской впадины, вовлеченные в интенсивное прогибание Предуральского краевого прогиба, не имеют отчетливого морфологического выражения. Граница с прогибом проводится условно на севере вдоль крутой флексуры, на юге по смене платформенных формаций артинско-кунгурского возраста на молассовые и галогенно-терригенные формации краевого прогиба.

Ижма-Печорская впадина имеет террасовидное (ступенчатое) строение на значительной территории. Строение террас и уступов, а также осложняющих их структур различно и зависит от мощности осадочного комплекса (глубины залегания фундамента) и исторической связи их с прилежащими структурными элементами (Тиманом, Печоро-Кожвинским мегавалом, Предуральским краевым прогибом). В региональной структуре платформенного чехла Ижма-Печорской впадины выделяются три основных крупных структурных зоны: юго-западная бортовая, восточная бортовая и центральная.

Юго-западный борт впадины, являющийся непосредственным продолжением северо-восточного склона Тимана, представляет собой региональную пологую моноклиналь, образованную отложениями палеозоя и мезозоя и полого погружающуюся к востоку — северо-востоку.

Моноклиналь состоит из систем кулисообразных, ступенчато погружающихся флексур. Над приподнятыми крыльями флексур располагаются поднятия Айюва-Нерицкой зоны — цепочка пологих, линейно вытянутых незамкнутых антиклиналей (Верхнеодесская, Южно-Айювинская, Порожская).

Центральная часть Ижма-Печорской впадины характеризуется наиболее пологим региональным погружением. В южной ее части выделяются четыре крупных структурных террасы (выступа), ступенчато погружающихся на север и осложненных локальными складками: Омра-Сойвинская, Тэбук-Савиноборская, Лемью-Ираельская и Лыжско-Лузская.

В северных районах впадина вырисовывается более рельефно (так называемая Созьвинская котловина) в связи с большей выраженностью ее восточного борта.

Моноклиналь северного склона Омра-Сойвинской террасы осложнена небольшим Южно-Джьерским и крупным Джьерским поднятиями. Джьерское поднятие имеет серповидную форму и про-

тягивается с запада на восток на расстояние около 35 км при ширине 6—9 км. Центральная часть поднятия осложнена рифом верхнефранско-нижнефаменского возраста. Мощность рифогенных толщ достигает 400 м (рис. 13).

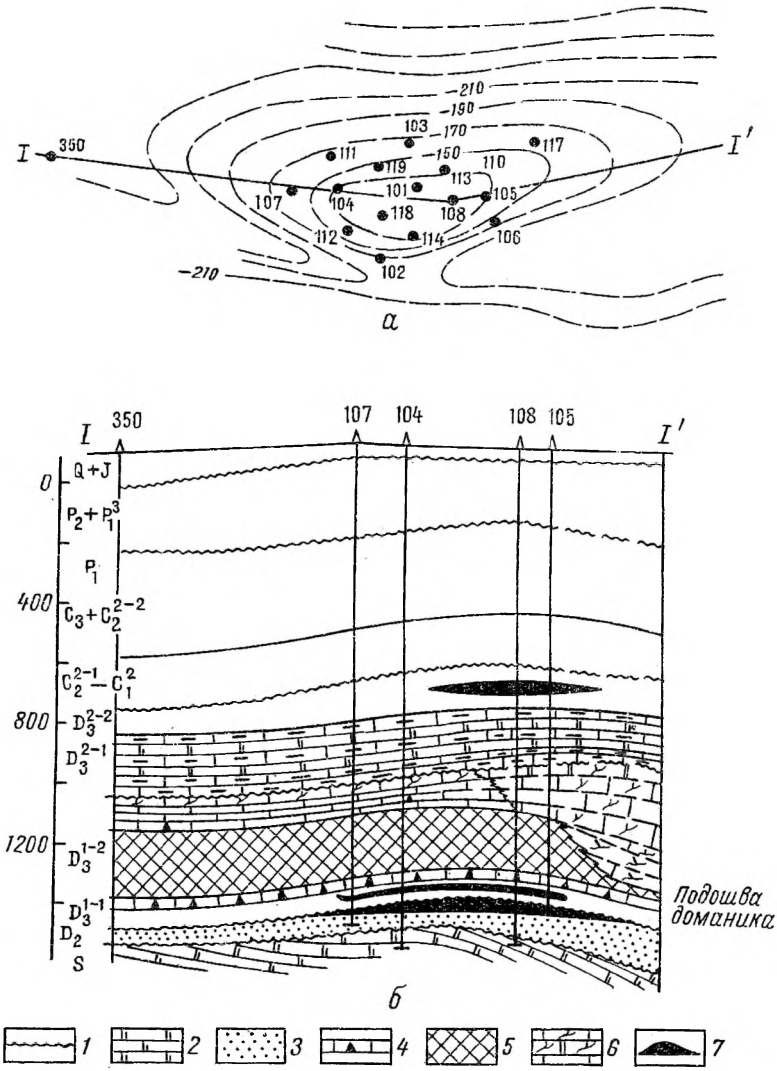


Рис. 13. Структурная карта (*а*) и геологический профиль (*б*) Джьерской площади по кровле карбонатных отложений нижней перми.

1 — стратиграфические несогласия; *2* — доломиты силура; *3* — терригенные отложения среднего девона; *4* — битуминозные известняки доманика; *5* — алевритистые глины верхнефранского подъяруса; *6* — рифогенные отложения; *7* — нефть.

Расположенная далее к северу Тэбук-Савиноборская структурная терраса отделена от Омра-Сойвинской областью более крутого моноклинального залегания слоев и погружена относительно последней на 1000 м. Тэбук-Савиноборская терраса осложнена серповидным Велью-Тэбукским валоподобным поднятием. Протяженность поднятия около 50 км, ширина около 6 км. Простирание с запада на восток изменяется от северо-западного на субширотное и далее на северо-восточное. Поднятие осложнено локальными структурами амплитудой 70—100 м: Ваньюской, Западно-Тэбукской, Расьюской, разделенными пологими седловинами. Западно-Тэбукская структура осложнена рифом. Велью-Тэбукские дислокации располагаются над северным склоном выступа фундамента.

Западно-Тэбукская структура представляет собой брахиантиклиналь размером 15×4 км с округлой вершиной и углами падения на крыльях 2—3° и в присводовой части до 5°. Она прослеживается по всему разрезу осадочного чехла. Отмечается возрастание амплитуды внутри карбонатной толщи девона, отвечающее локальному увеличению мощности верхнефранских отложений на своде на 40—50 м. Амплитуда замкнутого контура структуры по подошве доманика составляет 95 м, по подошве III пачки нижнего фамена увеличивается до 140 м. Выше в толще фаменских отложений структура постепенно сглаживается, и по кровле девона и вышележащим горизонтам ее амплитуда составляет 100 м. Характерно, что увеличение амплитуды от кровли фамена к его подошве сопровождается последовательным сокращением мощности каждой коррелируемой пачки от крыльев структуры к ее своду. При этом наиболее резко меняется мощность нижнего пласта фаменского яруса, непосредственно контактирующего с франским ярусом. Отложения верхнефранского подъяруса на Западно-Тэбукской структуре представлены мощной толщей водорослевых рифогенных кавернозных известняков.

Лемью-Ираиольская терраса отделена от Тэбук-Савиноборской областью относительно более крутого залегания слоев и расположена гипсометрически ниже на 400—500 м. Размеры террасы 50×80 км, погружение на север измеряется 10—20′. Центральная часть террасы осложнена мелкими куполами амплитудой 10—20 м или раскрытыми к югу структурными носами. Северо-Западное обрамление Лемью-Ираиольской террасы составляет цепочка замкнутых, вытянутых на северо-восток, структур (Сотчемьюская, Восточно-Сотчемьюская и Талыйюская). В пределах Лемью-Ираиольской террасы рельефно проявляется несогласие структурных планов девона, карбона и перми.

Лыжско-Лузская структурная терраса, имеющая также субширотную ориентировку, незначительно опущена относительно Лемью-Ираиольской. Терраса осложнена Верхнелыжским и Лузским поднятиями протяженностью 20 км, ориентированными широтно, амплитуда 60—100 м.

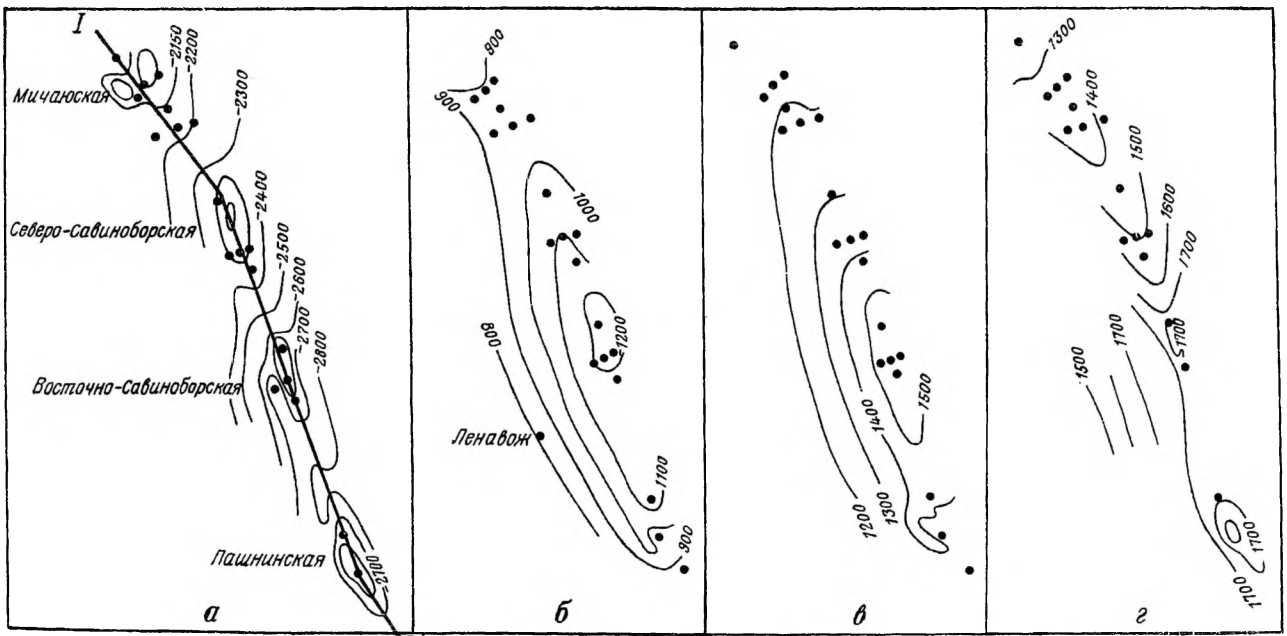


Рис. 14. Структурные карты и карты мощностей Мичаю-Пашнинской антиклинальной зоны.

а — структурная карта подошвы живетского яруса; карты мощностей: *б* — от кровли живета до подошвы доманика; *в* — от кровли живета до подошвы визе; *г* — от кровли живета до подошвы кунгура; *I—I'* — линия профильного разреза, приведенного на рис. 15.

Так называемый восточный борт Ижма-Печорской впадины не имеет четкой морфологической границы. Это обусловлено сложностью исторического развития впадины и различием тектонической истории структурных элементов, составляющих ее северо-восточное и восточное обрамления: Малоземельского поднятия, Печоро-Кожвинского мегавала и Мичаю-Пашнинского вала.

Восточная бортовая зона Ижма-Печорской впадины в южной ее части представляет собой узкую флексуру, возможно флексурно-разрывную зону. С ее приподнятым западным крылом, расположенным над Савиноборско-Чикшинским выступом фундамента, связана цепочка антиклинальных структур Мичаю-Пашнинской антиклинальной зоны (рис. 14, 15). Зона протягивается на рас-

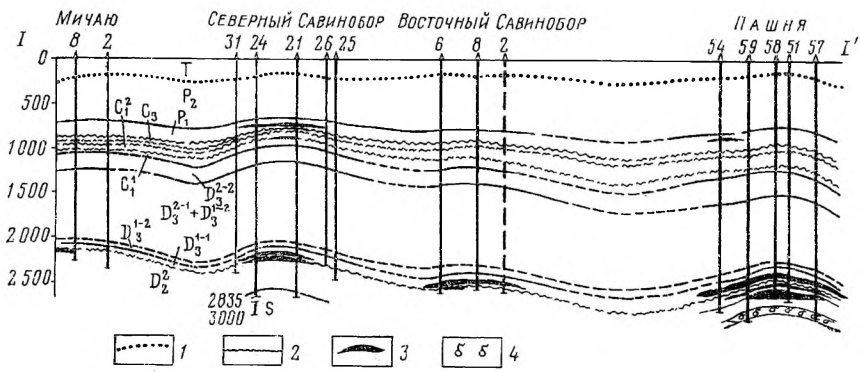


Рис. 15. Геологический профиль по простиранию Мичаю-Пашнинской антиклинальной зоны.

1 — геологические границы; *2* — поверхности несогласия; *3* — нефть; *4* — газ.

стояние свыше 100 км и представляет собой узкую (6—8 км) цепочку брахиантиклинальных поднятий, следующих кулисообразно на север — северо-запад. Локальные структуры этой зоны не имеют единого цоколя, а лишь ограничены с востока общей региональной флексурой.

Все структуры Мичаю-Пашнинской зоны расположены на разных гипсометрических отметках, представляют пологие брахиантиклинали север — северо-западного простирания с более короткими и крутыми (2—4°) западными крыльями и более пологими (1—2°) и длинными восточными. Наиболее приподнятой и рельефно выраженной структурой по кровле карбонатов палеозоя является Северо-Савиноборская. Амплитуда структуры в замкнутом контуре 100—110 м, размеры 19×6 км. Восточно-Савиноборская структура, находящаяся юго-восточнее, имеет размеры замкнутого контура 10×2 км при амплитуде около 25 м. Амплитуда Мичаюской структуры, расположенной к северо-западу, составляет около 30 м. Однако еще далее к юго-востоку расчлененность тектонического

рельефа вновь возрастает, и самое южное из выявленных в этой зоне поднятий — Пашнинское — имеет размеры 15×4 км, амплитуду около 80 м.

Восточные районы Ижма-Печорской впадины характеризуются интенсивным изменением мощностей отдельных стратиграфических комплексов: выклиниванием юры, сокращением среднего и верхнего карбона вплоть до полного выпадения отдельных ярусов и горизонтов в сводах структур, разрастанием мощности нижнего карбона и девона. Это вызывает значительное изменение структурного плана как в локальном, так и в региональном масштабе и различное гипсометрическое соотношение структур по разным горизонтам.

Продолжением Мичаю-Пашнинских дислокаций на севере служит Исаковская группа поднятий, объединяющая цепочку мелких изолированных структур — Восточно-Лемьюскую, Безымянную, Исаковскую. Исаковская структура осложнена интрузивом диабазов и верхнефранским рифом.

Северо-восточное замыкание Ижма-Печорской впадины образует Малоземельское (В. А. Дедеев, 1960), или Седуяхинское, поднятие. Оно протягивается на северо-запад, кулисообразно примыкает к Печоро-Кожвинскому мегавалу, меняет в северной своей части простирание на субширотное и поворачивает в направлении Тимана.

По данным бурения, Седуяхинское поднятие, располагающееся над одноименным выступом фундамента, сложено в своде нижнепермскими отложениями, на крыльях горизонтами пермо-триаса и юры. Протяженность поднятия около 150 км, ширина 20—40 км, амплитуда 1000 м. Более крутое восточное крыло (20—30°), по данным сейсморазведки, осложнено нарушением амплитудой 700—1000 м.

Восточный борт Ижма-Печорской впадины между Седуяхинским поднятием на севере и р. Печора на юге изучен слабо. На участке, непосредственно примыкающем к р. Печора, на широте Мутно-Материковой и Даньельской антиклиналей выделяется субширотная Чаркаю-Луньвожская структурная терраса, осложненная локальными малоамплитудными структурами субширотной ориентировки — Чаркаюской, Южно-Чаркаюской и Чаркаю-Луньвожской. Севернее Чаркаю-Луньвожской террасы вдоль главной системы разломов выделяется Верхнесозьвинская (Чаркаю-Куйская) приподнятая зона.

Сравнительный анализ локальных структур Ижма-Печорской впадины показывает преобладание пликативных форм дислокаций при почти полном отсутствии дизъюнктивных нарушений в платформенном чехле. Локальные поднятия разнообразны по размерам, амплитуде, простиранию, степени симметричности, крутизне крыльев. Большинство их имеет размеры 2×8 км и амплитуду в пределах 20—100 м, отдельные поднятия достигают

размеров 4×20 км, их амплитуда 300 м. Простирание структур субмеридиональное и субширотное.

Выделяются два морфогенетических типа поднятий: тектонический и седиментационно-тектонический, осложненный рифами. Отдельные системы структур Ижма-Печорской впадины объединяют поднятия различного морфогенетического типа.

В истории геолого-тектонического развития впадины выделяется несколько основных этапов (рис. 16). На первом этапе, отвечающем накоплению нижнепалеозойского (ордовикского) комплекса, образовалась глубокая палеовпадина с бортовыми ступенчатыми зонами ограничения на западе и востоке (Тиман и Савиноборско-Седуяхинское поднятие), интенсивно заполняющаяся продуктами их разрушения.

В силурийско-пермский период Ижма-Печорская впадина как самостоятельный элемент не существовала и составляла часть единой Печорской синеклизы. Специфическими были условия развития в франско-турнейское время. В западной части впадины отлагались мелководноморские, лагунные и даже континентальные осадки, в восточной — более глубоководные. Положение древних структурно-фациальных зон изменялось во времени в связи с общей регрессией глубоководного доманикового бассейна на восток и разрастанием территории мелководного шельфа. По окраинам мелководного шельфа происходило формирование рифогенных сооружений типа барьерных рифов, погребенных в последующем под более молодыми отложениями.

В Ижма-Печорской впадине намечается по крайней мере две полосы верхнедевонских рифовых сооружений. Первая протягивается от Джьера на Западный Тэбук и далее на Кыкаель — Малую — Перу — Лузу примерно вдоль границы выклинивания среднедевонских отложений. Вторая намечается по линии Пашня — Восточное Лемью — Исаково.

Положение структурно-фациальных зон субмеридиональное, они пересекают современную структуру Тимана и Ижма-Печорской впадины. Различие структурно-фациальных условий обусловило изменчивый характер верхнедевонских пород. Полная компенсация фаменской впадины, сохранившейся на площади современного Предуральского прогиба и частично захватившей юго-восточную оконечность Ижма-Печорской впадины, завершается в турнейский век.

Современная структура Ижма-Печорской впадины оформилась только в послепермское время в связи с глыбовыми поднятиями обрамляющих ее структурных элементов. В послепермское время изменился также региональный наклон с восточного на север-северо-западный, что в значительной мере определило террасовидный характер современного структурного плана впадины. Для юрско-мелового и неоген-четвертичного времени характерно образование наложенных пологих прогибов, один из которых формировался между Тиманом и Печоро-Кожвинским мегавалом.

Наибольшее влияние на формирование локального структурного плана платформенного чехла Ижма-Печорской впадины оказали верхнепалеозойско-мезозойские тектонические движения.

Печоро-Кожвинский мегавал (авлакоген), или Печорская тектоническая гряда, пересекает центральную часть Печорской синеклизы в северо-западном направлении и располагается в области глубинного шва, по которому сочленяются разнородные по составу блоки фундамента Ижма-Печорской впадины и Большеземельской тундры. Он представляет собой инверсионную структуру, возникшую над глубоким верхнедевонско-нижнепалеозойским грабеном.

Печоро-Кожвинский мегавал протягивается от Воя-Сопляса на юго-востоке до р. Куя на северо-западе, затухая южнее Нарьян-Марского свода. Общая протяженность мегавала более 400 км при ширине 40—50 км. С юго-запада он ограничен главной системой разломов амплитудой 0,5—1,5 км. (рис. 17).

Переход от Печеро-Кожвинского мегавала к протягивающимся вдоль него к северо-востоку Денисовской и Большесынинской впадинам также отмечается флексурноразрывной зоной.

Печоро-Кожвинский мегавал асимметричен и резко приподнят над примыкающей с юго-запада Ижма-Печорской впадиной (до 2000 м). В изученной части мегавала выделяются составляющие его более мелкие дизъюнктивные валы-кулисы (горсты), следующие вдоль главной системы разломов с юга на север. Это Лыжско-Кыртаиольский, Даньельско-Терехевейский и Шапкина-Лебединский валы, протяженность каждого 100 км и более.

Наиболее приподнят Даньельско-Терехевейский (Мутно-Материковый) вал. В него входят Дзеля-Терехевейская, Мутно-Материковая и Даньельская структуры. В сводах наиболее приподнятых и наиболее крупных Дзеля-Терехевейской и Мутно-Материковой антиклиналей обнажены породы франского яруса. В области перехода Даньельско-Терехевейского вала в Денисовскую впадину выделяется Нялтаюская ступень, несущая цепочку менее рельефных и более погруженных прифлексурных антиклиналей (Южно-Большемутнинская, Нялтаюская и др.).

Лыжско-Кыртаиольский вал простирается почти параллельно Даньельско-Терехевейскому. Его антиклинали — Северо-Лыжская, Южно-Лыжская, Северо-Кожвинская, Каменская, Кыртаиольская, Югидская — более погружены, и в их сводах обнажены фаменские и нижнекаменноугольные породы. В области перехода восточного крыла Лыжско-Кыртаиольского вала к Денисовской впадине также выделяется Печоро-Городская ступень с цепочкой более погруженных, менее интенсивных, типично платформенных брахиантиклиналей.

В пределах локальных структур Лыжско-Кыртаиольского вала установлено резкое несогласие между среднедевонскими отложениями и вышележащими породами и значительное (до 8—10 км)

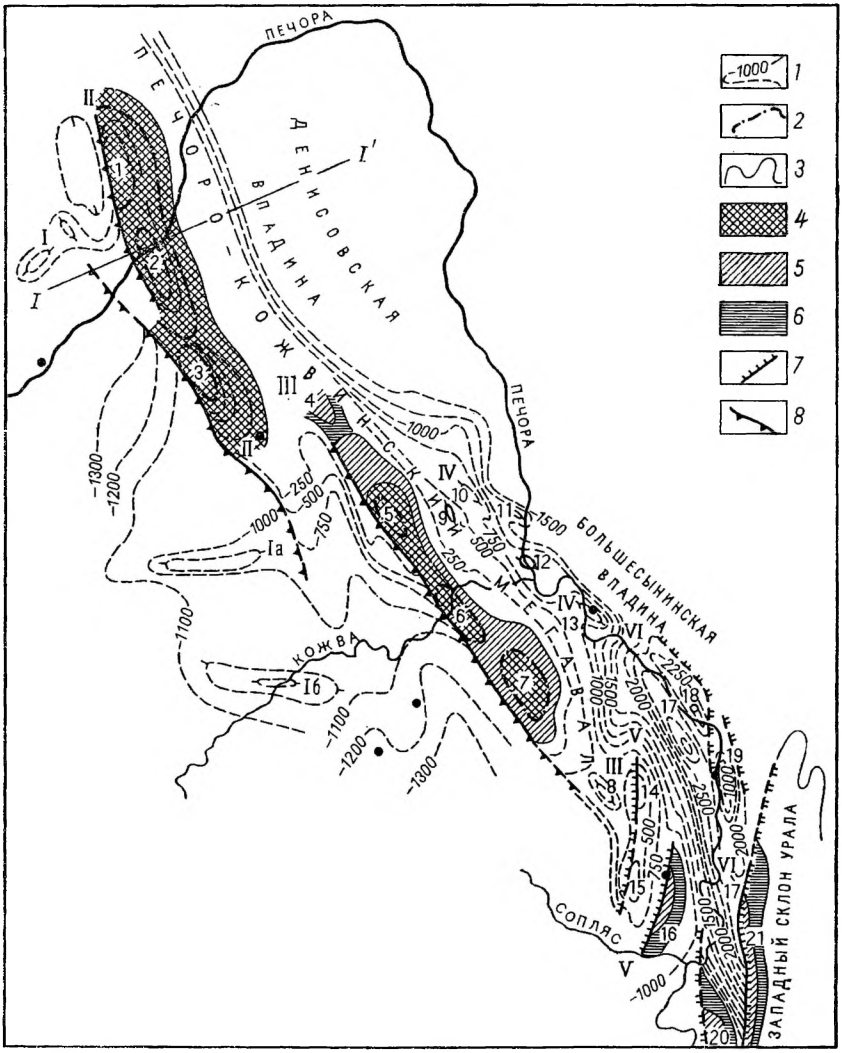


Рис. 17. Структурно-геологическая карта южной части Печоро-Кожвинского мегавала.

1 — изогипсы поверхности карбонатных отложений палеозоя (P_1+C) по геологическим и геофизическим данным; *2* — контуры структур по маркирующим горизонтам в отложениях верхнего девона; *3* — геологические границы; выходы на поверхность отложений: *4* — девона; *5* — карбона; *6* — нижней перми; *7* — тектонические нарушения; *8* — главная система разломов Печоро-Кожвинского мегавала; *I—I'* — линия профильного разреза, приведенного на рис. 18. Ижма-Печорская впадина: антиклинали: *1* — Чаркаюсская; *1а* — Верхнельыжская; *1б* — Лузская; Печоро-Кожвинский мегавал; *II* — Даньельско-Терехевейский вал: антиклинали: *1* — Даньельская; *2* — Мутно-Материковая; *3* — Дзеля-Терехевейская; *III* — Лыжско-Кыртаюльский вал; *IV* — Печоро-Городская ступень: антиклинали: *4* — Северо-Лыжская; *5* — Южно-Лыжская; *6* — Северо-Кожвинская и Каменская; *7* — Кыртаюльская; *8* — Югидская; *9* — Искавожская; *10* — Южно-Лиственичная; *11* — Песчанская; *12* — Печоро-Кожвинская; *13* — Печоро-Городская; Среднепечорское поперечное поднятие Предуральского краевого прогиба: *V* — Худоюль-Войские дислокации: антиклинали: *14* — Худоюльская; *15* — Западно-Соплясская; *16* — Воя-Соплясская; *17* — Даниловская синклиналь; *VI* — Аранец-Переборские дислокации: *18* — Аранецкая антиклиналь; *19* — Переборская антиклиналь; Верхнепечорская впадина Предуральского прогиба: *20* — Еджид-Кыртинская антиклиналь; *21* — Улдор-Кыртинская антиклиналь.

смещение сводов структур вниз по разрезу в направлении сокращения мощностей.

Шапкина-Лебединский (Лебединский) вал в составе Верхнелебединской и Среднешапкинской структур протягивается на севере за р. Шапкина, меняя простирание с северо-западного на близкое к меридиональному, и также осложнен пологой ступенью в области смыкания с Денисовской впадиной.

Большинство антиклиналей, входящих в состав Печоро-Кожвинского мегавала, отличается крупными размерами, асимметричны и обладают амплитудами до 0,5—1 км.

Печоро-Кожвинскому мегавалу отвечает область резко пониженного залегания фундамента, ступенчато погружающегося к востоку — северо-востоку, ограниченная с запада и востока разломами.

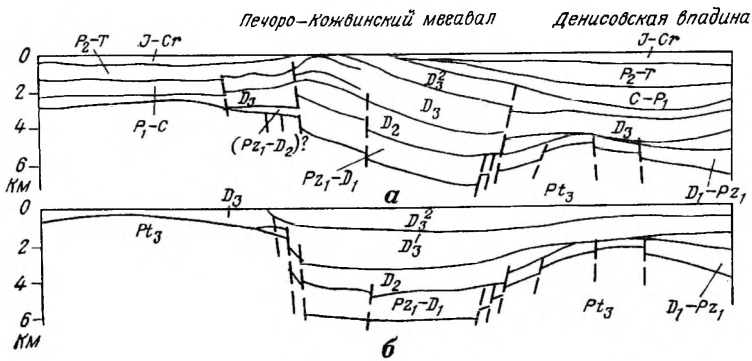


Рис. 18. Геологический (*а*) и палеогеологический (*б*) профили вкрест простирания южной части Печоро-Кожвинского мегавала.

В нижнем палеозое, нижнем, среднем и верхнем девоне район Печоро-Кожвинского мегавала представлял собой исключительно мобильный, узкий, глубокий, линейно вытянутый грабенообразный прогиб (желоб). В этом прогибе накапливались мощные толщи (на юге до 7 км) терригенных и терригенно-карбонатных осадков (рис. 18). Погружение, вероятно, происходило по разломам и сопровождалось интенсивной вулканической деятельностью.

В каменноугольное время, в основном со среднего карбона, прогибание замедлилось и сменилось в конце башкирского века и в позднем карбоне кратковременным подъемом, а затем в ранней перми интенсивно нарастающей всеобщей инверсией, трансформировавшей осадочную толщу в систему валов.

В заключительные фазы герцинского тектогенеза Печоро-Кожвинский мегавал приобрел современный облик. Южное его погружение оказалось захваченным уральским тектогенезом, в результате чего здесь образовались субмеридиональные складки, морфологически сходные со структурами внутренней зоны прогиба (Войско-Худоиольский и Переборский валы). В современном

плане эти структуры, лежащие на непосредственном продолжении мегавала, образуют так называемое Среднепечорское поперечное поднятие, разделяющее Верхнепечорскую и Большесынинскую впадины Предуральского прогиба.

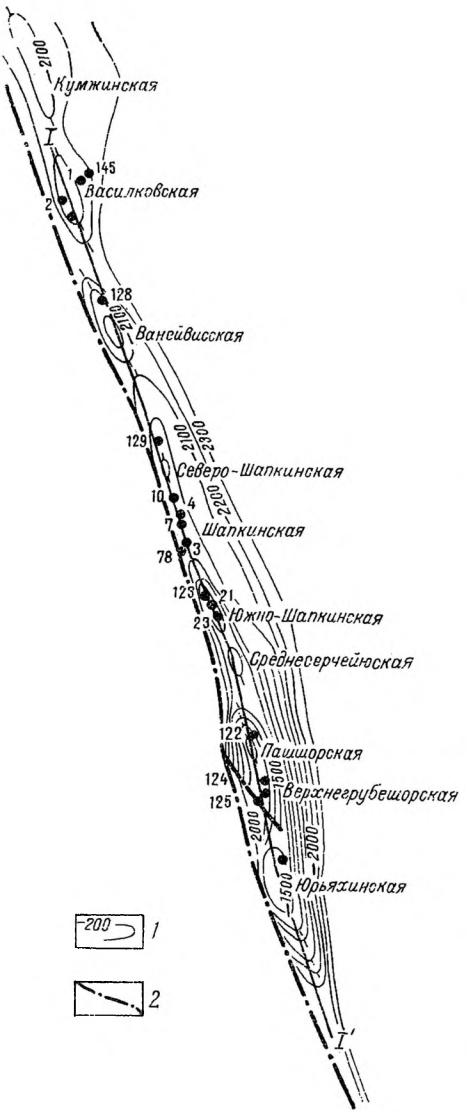


Рис. 19. Структурная карта Шапкина-Юрьяхинского вала.

1 — изогипсы кровли карбонатов нижней перми; *2* — флексурно-разрывная зона; *I—I'* — линия профильного разреза, приведенного на рис. 20.

Денисовская впадина (мегапрогиб) представляет собой пологую отрицательную структуру по отложениям мезозоя и частично палеозоя. Она ограничена на западе — юго-западе Печоро-Кожвинским мегавалом и Малоземельским (Седуяхинским) поднятием, на северо-востоке Колвинским мегавалом. На севере, в акватории, впадина переходит в моноклиналь, погружающуюся на север — северо-запад к острову Колгуеву.

На юге Денисовская впадина переходит в Большесынинскую впадину Предуральского прогиба. Общая протяженность Денисовской впадины более 400 км.

Восточная граница впадины условно трассируется вдоль юго-западного склона Колвинского мегавала, к которому приурочена полоса интенсивных магнитных максимумов, предположительно связанная с Лайским глубинным разломом. Ширина Денисовской впадины составляет 40—50 км на юге, 70—80 км в средней части и 120—150 км в северной. Под Денисовской впадиной протягивается крупное погребенное Лайское палеоподнятие доверхнедевонского возраста, прослеживающееся от р. Шапкина на севере до Большесынинской впадины на юге.

Южная часть Денисовской впадины, ранее выделявшаяся

как Усть-Лыжская впадина, наиболее погружена и наименее дислоцирована. Глубины залегания кровли карбонатного палеозоя достигают 2,5—2,7 км. Намечается последовательное смещение осевой зоны впадины на запад с глубиной, достигающее по низам верхнего девона 10 км относительно верхней перми.

Северная часть впадины, к северу от р. Печора, ранее выделявшаяся как Лайская впадина, отличается значительно более сложным строением. Осадочный чехол дислоцирован в серию валов или антиклинальных зон и прогибов северо-западной ориентировки. С запада на восток здесь выделяются Пятейская депрессия, Шапкина-Юрьяхинский вал, Тибейвисская депрессия, Лайский вал, Верхнелайская депрессия.

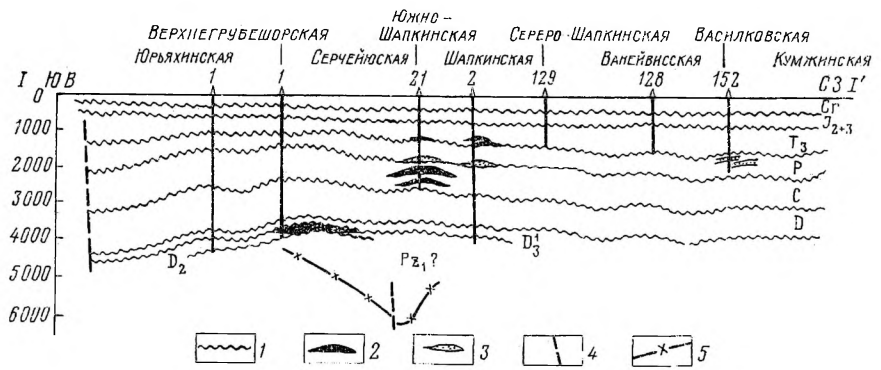


Рис. 20. Геологический профиль по простиранию Шапкина-Юрьяхинского вала.

1 — поверхности несогласия; *2* — нефтяные залежи; *3* — газовые залежи; *4* — тектонические нарушения; *5* — граница, возможно связанная с поверхностью фундамента (по данным КМПВ).

Пятейская депрессия ограничивает на западе Шапкина-Юрьяхинский вал. Наиболее погруженная его часть (глубина залегания кровли карбонатной толщи 2500 м) располагается вблизи северной оконечности вала.

Шапкина-Юрьяхинский вал (рис. 19, 20) протягивается на расстояние свыше 250 км вплоть до побережья. Составляющие его поднятия асимметричны, более крутые крылья западные (углы падения 8—15°), амплитуда структур 300—700 м. Западные крылья, возможно, осложнены сбросами. Существует мнение, что Шапкина-Юрьяхинский вал не является структурой Денисовской впадины, а представляет собой северо-восточное ответвление Печоро-Кожвинского мегавала.

Между Шапкина-Юрьяхинским и Лайским валами располагается относительно глубокая Тибейвисская депрессия. Наиболее погруженная ее часть (глубина залегания кровли карбонатной толщи палеозоя 2750 м) тяготеет к широтному колену р. Печора.

Амплитуда погружения относительно смежных поднятий 500—750 м.

Лайский вал расположен гипсометрически ниже Шапкина-Юрьяхинского и протягивается на расстояние более 150 км. Он включает с юга на север Верхнелодминскую, Мишваньскую, Командиршорскую, Лаявожскую и Носовую пологие структуры. В целом Лайский вал отвечает по местоположению северной части Лайского палеосвода. Однако входящие в его состав поднятия имеют типично платформенную пологую форму, значительно меньшие размеры и отличаются по морфологии как от Лайского палеосвода, так и от структур Шапкина-Юрьяхинского вала. Так, Лаявожская брахиантиклиналь по отложениям перми и карбона (сейсмические горизонты III, IIIа, IV) имеет амплитуду 300 м, размеры 62×16 км.

Наиболее неясным представляется строение северной части Денисовской впадины (Малоземельско-Колгуевская моноклиналь), где выделяется Удачное, Нарьян-Марское и другие поднятия нечеткой ориентировки и формы.

История развития Денисовской впадины изучена слабо. Впадина имеет наложенный характер. Она заметно проявляется только до уровня среднедевонских отложений и фиксируется по увеличенным мощностям верхней перми и мезозоя. Таким образом, на последевонском этапе развития эта территория претерпела перестройку, в результате которой были частично переформированы ранее образованные структурные элементы фундамента и нижнего структурного комплекса.

В истории развития Денисовской впадины предположительно можно выделить следующие этапы.

1. Нижнепалеозойско-среднедевонский. На этом этапе формируется крупное палеоподнятие, возможно унаследованное от внутренних рифейских антиклинориев и служившее областью интенсивной эрозии и сноса терригенного материала в смежные впадины.

2. Средне-верхнепалеозойский — раннетриасовый этап. Он характеризуется повсеместным накоплением мощных осадочных толщ. По аналогии с Ижма-Печорской впадиной можно предполагать продолжение в Денисовскую впадину девонских некомпенсированных прогибов, унаследованно развивавшихся на местах древних прогибов. Соответственно следует ожидать развития здесь девонско-каменноугольных рифовых сооружений, окаймляющих эти впадины. С этим же периодом связано интенсивное формирование основных локальных структур осадочного чехла Шапкина-Юрьяхинской зоны.

В верхнепермское время южная часть впадины оказывается вовлеченной в интенсивное погружение предгорного Предуральского прогиба и получает наклон в сторону его Большесынинской впадины. В пермо-триасе на фоне общего прогибания отмечается резкое усиление восходящих движений, в значительной мере



Рис. 21. Структурная карта Колвинского мегавала по кровле карбонатов нижней перми.

I—I' — линия профильного разреза, приведенного на рис. 22.

сформировавших современный облик основных структур впадины, в том числе Шапкина-Юрьяхинского и Лайского валов, а также осложняющих их тектонических нарушений.

3. Позднетриасово-мезозойский этап. На этом этапе происходит интенсивное погружение и накопление мощных терригенных толщ. В основном оформляются прогибы Денисовской впадины, представляющие собой молодые мезозойские наложенные депрессии.

4. Верхнемеловой (?) — палеоген-неогеновый этап. Для всей Тимано-Печорской области он характеризуется обновлением во-

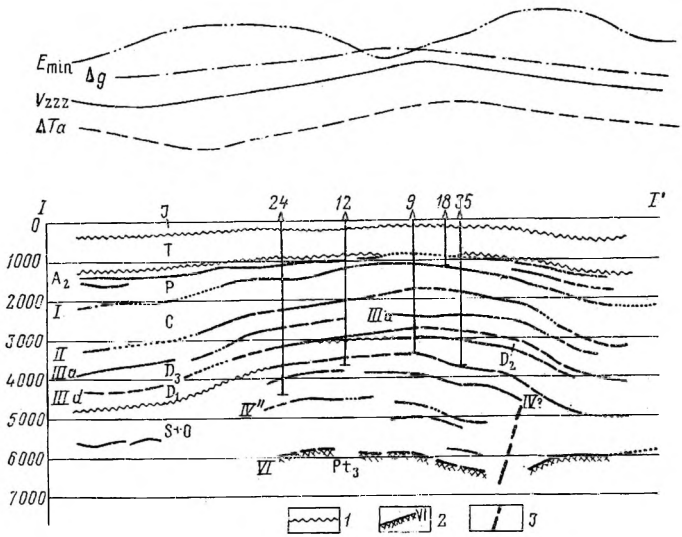


Рис. 22. Геолого-геофизический профиль вкрест простирания Колвинского мегавала.

1 — стратиграфические несогласия; *2* — преломляющие границы, связанные с поверхностью фундамента; *3* — тектонические нарушения.

сходящих глыбовых движений, в связи с которыми многие структурные элементы приобрели блоковое строение. В антропогеновое время отмечается новое региональное погружение Денисовской впадины, особенно северной ее части.

Колвинский мегавал (гряда) располагается к востоку от Денисовской впадины и представляет собой крупную зону поднятий, частично расположенную над инверсированными глубокими среднедевонско-нижнепалеозойскими впадинами. Отдельные структуры вала, однако, наследуют древние выступы фундамента.

Протяженность Колвинского мегавала свыше 350 км, ширина в южной, наиболее широкой части 30—35 км, амплитуда около 1000 м. На север вал погружается более чем на 1000 м, амплитуда структур и их размеры сокращаются.

В состав Колвинского мегавала входят с юга на север шесть кулисообразно расположенных крупных структур: Усинская, Возейская, Харьягинская, Ярейюская, Хыльчуюская, Гуляевская, осложненные в свою очередь более мелкими куполами (рис. 21, 22). В наиболее приподнятой части Колвинского мегавала, на Усинской структуре, кровля карбонатного палеозоя залегает на глубине 1300—1500 м. Входящие в состав Колвинского мегавала антиклинали вытянуты на северо-запад, значительны по размерам, достигают амплитуды 300—400 м. Восточные крылья структур несколько более крутые, осложнены флексурами, переходящими вниз по разрезу в нарушения. Отложения верхней перми — мезозоя отделены от нижележащих крупным размывом и залегают

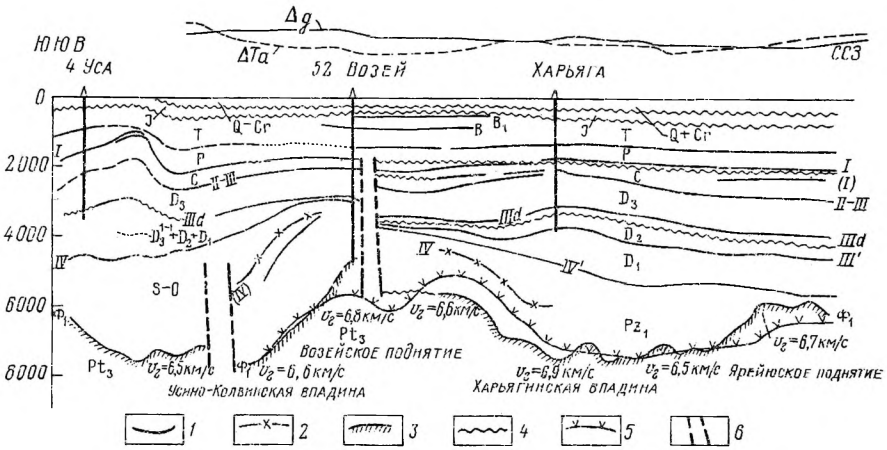


Рис. 23. Геолого-геофизический профиль по простиранию Колвинского мегавала.

1 — отражающие границы; *2* — преломляющие границы внутри осадочной толщи; *3* — то же, вблизи поверхности фундамента; *4* — поверхности несогласия; *5* — расчетная поверхность фундамента, вычисленная по данным гравиметрии; *6* — вероятные зоны тектонических нарушений.

более полого. Отмечается некоторое смещение сводов структур по глубоким горизонтам.

Одной из наиболее изученных структур является Усинская асимметричная антиклиналь северо-западного направления. Размеры структуры по подошве доманика 33×12 км, амплитуда более 400 м. Западное крыло имеет падение до 5°, восточное — до 7° и осложнено флексурой с углами падения до 20—25°. По данным сейсморазведки, флексура вниз по разрезу переходит в сброс. Восточнее флексуры происходит резкое разрастание мощности верхней перми и вклинивание новых пачек в ее нижней части. Усинская антиклиналь располагается над южной периферической частью глубокого прогиба, заполненного нижнепалеозойско-нижнедевонскими отложениями (рис. 23).

Совсем иное строение имеет Возейская структура, наследующая древний выступ фундамента. В основании структуры находится крупный, амплитудой более 2 км, выступ фундамента. Глубины залегания фундамента 4500 м, протяженность выступа по меридиональному пересечению более 100 км, угол погружения поверхности фундамента до 15°. Отложения платформенного комплекса образуют крупный свод, облекающий выступ фундамента. На вершине свода резко выклиниваются отложения среднего и нижнего девона и ордовика, сокращаются отложения силура. На размытой поверхности силура с несогласием залегают отложения нижнефранского подъяруса девона.

По отложениям среднего — верхнего палеозоя Возейское поднятие представляет собой крупную брахиантиклиналь северо-западного простирания, осложненную локальными куполами. Протяженность структуры около 70 км при ширине 15—13 км, амплитуда 400—450 м в отложениях девона и уменьшается в отложениях мезозоя. Восточное крыло Возейской структуры осложнено крутой флексурой, переходящей в дотриасовых отложениях в тектоническое нарушение.

На нижнепалеозойско-среднедевонском этапе развития в Колвинском регионе формировалась система глубоких впадин. К концу этапа интенсивность прогибания снизилась, и в среднедевонское время впадины имели остаточный характер.

На втором этапе, отвечающем формированию средне-верхнепалеозойского комплекса, периоды погружения и накопления мощных осадочных толщ сменились эпохами относительного подъема, размыва и локального структурообразования. Отмечается по крайней мере четыре периода относительного подъема: верхнедевонско-нижнекаменноугольный, среднекаменно-угольно-нижнепермский, верхнепермский и среднеюрско-меловой.

Хорейверская впадина размерами около 150×300 км ограничена на западе Колвинским мегавалом, на востоке флексурной зоной, проходящей по западному крылу Варандейского горста (вала). Глубины залегания фундамента в центральной части Хорейверской впадины предположительно достигают 5—6 км, поверхность карбонатного палеозоя погружается до 2500—2750 м. Подобно остальным структурам Большеземельской тундры, Хорейверская впадина уходит на севере за пределы суши, на юге ограничена складками гряды Чернышева. Наиболее погруженная область впадины располагается в ее северной части. Впадина имеет асимметричную форму. Ее западный борт короче, а приосевая зона проходит вблизи Колвинского мегавала параллельно ему. Почти параллельно осевой зоне впадины несколько восточнее нее протягивается система очень пологих изометричных поднятий с амплитудами до 100—150 м, вероятно, отвечающая наиболее приподнятой области Большеземельского выступа фундамента. С юга на север, по данным сейсморазведки, выделяются Баганское, Веякское, Колвависовское, Чернореченское поднятия.

В восточной прибортовой части Хорейверской впадины протягивается линейно вытянутая на северо-запад Верхнеколвинская система гравиметрических максимумов. По аналогии с Печоро-Кожвинской и Колвинской аномальными зонами, хорошо согласующимися с одноименными валами, в границах Верхнеколвинской аномальной зоны ранее также выделялся предполагаемый Верхнеколвинский вал. Последующими сейсморазведочными работами выявлены лишь небольшие перегибы отражающих горизонтов, свидетельствующие о залегании близком к горизонтальному.

Наиболее дислоцирована юго-восточная часть Хорейверской впадины. Здесь выявлено два крупноамплитудных вала — Макарихинский и Салюкинский, образующих единую структурную зону. Макарихинско-Салюкинское поднятие образует как бы ответвление Хоседаюского вала, включаемого большинством авторов в систему поднятий гряды Чернышева, и сходно с ним по строению.

Салюкинский вал протягивается на северо-восток на расстояние около 30 км при ширине около 10 км. Амплитуда поднятия около 700 м, строение асимметричное, более крутое крыло (25—30°) северо-восточное, более пологое юго-западное (до 15°). Макарихинский вал расположен гипсометрически на 250 м ниже Салюкинского и отделен от него прогибом. Протяженность вала около 50 км, амплитуда 300—500 м.

Геологическая история Хорейверской впадины практически не изучена. К настоящему времени здесь пробурено всего две глубоких скважины — Баганская и Макарихинская с забоями соответственно в отложениях фундамента и силура. Можно лишь предполагать, что тектоническая жизнь этой территории протекала относительно спокойно на значительном отрезке времени. На первом нижнепалеозойско-среднедевонском этапе здесь формировался крупный пологий палеосвод. Все последующее время характеризовалось преимущественно слабым прогибанием, на фоне которого в среднекаменноугольно-мезозойскую эпоху периодически возникали поднятия в Макарихинско-Салюкинской области.

Предуральский краевой прогиб

Предуральский краевой прогиб заходит в Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию своим северным окончанием. Геологическое строение прогиба в этой части изучено слабо, чем объясняется неоднозначное толкование его геологической структуры.

Современные границы Предуральского прогиба не имеют достаточно четкого морфологического выражения, и на значительном протяжении проводятся условно. Западный, внешний борт прогиба представляет собой непосредственное продолжение восточного склона платформы, с которым сходен по строению.

На отдельных отрезках (северная часть Верхнепечорской впадины, Большесынинская впадина) краевая часть платформы условно отделяется от прогиба по системе относительно крутых флексур, восточнее которых происходит заметное разрастание мощности заполняющего прогиб орогенного комплекса. В южной части Верхнепечорской впадины западная граница прогиба морфологически не выражена и улавливается только по смене формаций.

Севернее Большесынинской впадины граница прогиба с платформой фактическими данными почти не обоснована и проводится условно. На отрезке Косью-Роговской впадины она трассируется обычно несколько западнее гряды Чернышева. В области Коротаихинской впадины надежные критерии для разграничения прогиба и платформы отсутствуют.

Литофациальный состав отложений не изучен, развитые в краевой части платформы структуры сходны по морфологическому облику с дислокациями прогиба. Предположительно западная граница прогиба намечается в нескольких вариантах: по западной границе Верхнеколвинской аномальной зоны (М. А. Осада, 1968), к западу или к востоку от любой из известных здесь систем дислокации — вала Сорокина, вала Гамбурцева или вала Чернова. В. А. Дедеевым (1969) вся периклинальная территория краевого прогиба, расположенная восточнее Варандейской системы разломов, проходящих по восточному крылу Варандейского вала, выделяется в область незавершенной раннемезозойской складчатости, отличной как от области развития герцинской, уральской складчатости, так и от области, претерпевшей последующую послераннеюрскую платформенную стадию развития. Авторы работы проводят западную границу прогиба по восточному крылу вала Чернова, выделяя всю территорию к востоку от Хорейверской впадины в составе валов Сорокина, Чернова, Гамбурцева, гряды Чернышева и Мореюской и Адзьвинской депрессий в качестве специфической переходной Варандей-Адзьвинской зоны, структурное положение которой остается пока не ясным.

Восточный борт Предуральского прогиба представляет собой непосредственное продолжение складчатости западного склона Урала и частично перекрыт передовыми складками. Этим объясняется неоднозначное и условное определение современной восточной границы прогиба. Одними авторами она проводится непосредственно в предгорьях Урала, другими значительно восточнее, перед фронтом глубоко эродированных складок, в сводах которых на поверхность выведены отложения перми — карбона (В. И. Богацкий) или карбона — девона (В. А. Дедеев).

Западная часть дислокации Урала наложена на территорию, представляющую собой до раннепермской эпохи глубоко погруженный восточный склон платформы, а в раннепермскую эпоху краевой прогиб Уральского складчатого сооружения. Таким образом, границы краевого прогиба на востоке фактически значительно шире, однако трудно определимы вследствие глубокой пе-

реработки продвинувшейся далеко на запад Уральской складчатости и последующего глубокого размыва. Так, П. А. Туманов (1969) включает в состав восточной зоны прогиба и область складчатого обрамления Верхнепечорской впадины в составе Тимаизского поднятия, Патокского и Илычско-Уньинского прогибов, отнесенных большинством предшествующих авторов к зоне передовых складок Урала.

Заложение Северо-Предуральского прогиба относится к верхнему палеозою и тесно связано с формированием герцинской Уральской складчатой системы. Однако проявление герцинской складчатости и соответственно заложение краевого (предгорного) прогиба было неодновременным. Он проявился первоначально на юге и последовательно смещался во времени при движении к северу.

Соответственно в Колво-Вишерском крае интенсивное горообразование и заложение прогиба относится к позднекаменноугольному времени, завершение — к казанскому веку верхней перми. В южной части Верхнепечорской впадины начало прогибания датируется позднесакмарским — раннеартинским временем, конец — татарским веком. В северной части Верхнепечорской впадины, Большесынинской и Косью-Роговской впадинах заложение прогиба сдвинуто на позднеартинское время, а завершение его формирования — на триасовое. Заложение прогиба в наиболее северной Коротаихинской впадине можно предполагать в кунгурском веке, а завершение формирования — в конце триаса.

Позднепермское — раннетриасовое время оказалось периодом наибольшего прогибания для северной части Верхнепечорской впадины, а также для Большесынинской, Косью-Роговской и Коротаихинской впадин. Западная граница предгорного прогиба продвинулась в это время далеко на платформу.

Неравномерность формирования краевого прогиба в различных его частях можно связывать с различным возрастом фундамента, более древнего в его южной части и более молодого в северной. Соответственно можно предполагать эпикарельский фундамент в Соликамской части прогиба, эпибайкальский — в Верхнепечорской, эпирифейско-нижнекембрийский — в Большесынинской и Косью-Роговской и еще более молодой доордовикский — в Коротаихинской впадинах.

В составе прогиба на всем его протяжении обычно выделяются две основные тектонические зоны, принципиально отличные по геологическому строению: внешняя, приплатформенная и внутренняя, хотя на отдельных отрезках целесообразно выделение также приосевой зоны, весьма отличной по строению от первых двух.

Строение внешней зоны близко к платформенному, внутренняя зона интенсивно смята, развиты запрокинутые, осложненные дизъюнктивами складки и структуры покровного типа. По простиранию прогиб распадается на систему впадин, отличных по

истории развития и строению. С юга на север это Верхнепечорская, Большесынинская, Косью-Роговская и Коротаихинская впадины. Впадины разделены поперечными поднятиями, образовавшимися на участках наложения прогиба на поперечные к нему древние поднятия платформы, которые в переработанном виде были вовлечены в состав прогиба в процессе его формирования. Таковы Полюдовское поперечное поднятие на юго-восточной периклинали Тимана, Среднепечорское поперечное поднятие на юго-восточном погружении Печоро-Кожвинского мегавала.

В разрезе Предуральского прогиба на всем его протяжении на данной стадии изученности могут быть выделены два крупных структурных комплекса (этажа). Верхний, орогенный, разновозрастный по простиранию прогиба, включает терригенные отложения нижнепермско-триасового возраста. Область максимальных мощностей комплекса проходит в Верхнепечорской впадине восточнее меридиана Сарьюдин—Западный Андюг, в Большесынинской впадине уходит под покров гряды Чернышева, в Косью-Роговской впадине протягивается примерно вблизи железнодорожной магистрали Инта—Воркута.

На всем протяжении прогиба в его приосевой и восточной зоне орогенный комплекс смят в узкие, линейно вытянутые по простиранию прогиба складки. Интенсивность и нарушенность складок возрастает от осевой зоны на восток. При этом характерно, что все антиклинали, расположенные в приосевой зоне прогиба, т. е. в области существенного разрастания мощности орогенного комплекса, заметно нивелируются, а иногда и полностью выполаживаются к подошве комплекса. Только в восточной части прогиба интенсивной складчатостью затронуто и его карбонатное ложе.

Нижний структурный этаж, доорогенный, образует карбонатное ложе прогиба. Комплекс сложен отложениями палеозоя преимущественно карбонатного состава, изученными значительно слабее. Во внешней, западной зоне прогиба и в его центральной части, где нижней комплекс залегает на глубине от 3 до 10 км, сейсморазведкой до настоящего времени в карбонатном комплексе не установлено значительных структурных элементов за исключением Вуктыльской складки.

В восточной, внутренней части прогиба и на Северном и Полярном Урале, где орогенный комплекс значительно размыт и на поверхность выведены отложения от нижнепермского до силурийского возраста, тектоническое строение исключительно сложное. Здесь в составе нижнего структурного этажа могут быть выделены два резко отличных по строению подэтажа, разделенных системой полого наклоненных на восток надвигов.

Верхнепечорская впадина Предуральского прогиба (рис. 24, 25) протягивается от Полюдова поднятия на юге до Среднепечорского поперечного поднятия на севере на расстояние более 400 км при ширине до 50 км. Впадина имеет асимметричную форму, осевая зона сдвинута к более крутому восточному

Рис. 24. Структурно-геологическая карта Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба (по В. И. Богацкому, 1971).

1 — западная граница впадины; *2* — изогипсы кровли карбонатных отложений нижней перми; *3* — тектонические нарушения; *4* — геологические границы и индексы. Цифры на картс: структуры Печорской тектонической гряды: *1* — Кыртаюльская; *2* — Югидская; структуры краевой зоны платформы: *3* — Исаковская; *4* — Восточно-Лемьюская; *5* - - Мичаюская; *6* — Северо-Савиноборская; *7* — Восточно-Савиноборская; *8* — Пашнинска[illegible] *12* — Пальюская; *13* — Восточно-[illegible] Колвинско-

борту. Углы падения слоев на западном платформенном ее склоне составляют 1—2°, увеличиваясь до 5—6° в приосевой зоне. В бассейне р. Илыч отмечается относительное сужение впадины и изменение характера гравимагнитных полей, указывающее на возможное присутствие поперечной перемычки (приподнятого блока фундамента), разделяющего Верхнепечорскую впадину на Курьинскую и Вуктыльскую депрессии. Глубина залегания известнякового сакмарско-артинского ложа в приосевой части впадины достигает 3,5—5,0 км.

В структуре впадины выделяются три резко отличных по строению зоны: западная (внешняя), центральная (приосевая) и восточная (внутренняя). Для внешней зоны на всем ее протяжении характерно отсутствие четко выраженных антиклинальных структур. Распространены структурные носы и небольшие антиклинали амплитудой в первые десятки метров, протягивающиеся цепочкой вдоль простирания слоев и приуроченные к флексурам переходной зоны (структуры Дозмерская, Восточно-Пожегская и др.).

Для тектоники центральной части впадины характерны узкие длинные высокоамплитудные нарушенные антиклинали уральского простирания. Антиклинали группируются в структурные линии сложного взаимоотно-

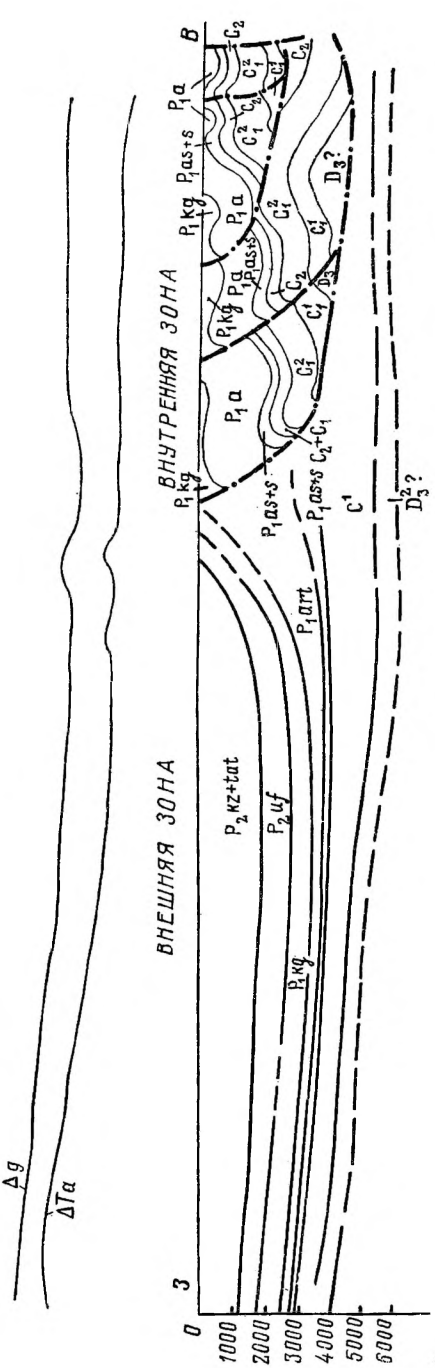


Рис. 25. Геологический профиль вкрест простирания южной части Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба.

шения. Они кулисообразно заходят одна за другую, разветвляются, дугообразно изгибаются,что затрудняет прослеживание зон и отнесение складок к той или иной тектонической линии.

В приосевой зоне впадины выделяется несколько крупных антиклиналей и их систем. При этом более дислоцированы южная и северная части приосевой зоны.

В южной приосевой части с запада на восток выделяются следующие системы складок: Курьинско-Рассохинская протяженностью 60 км, состоящая из кулисообразно расположенных Курьинской и Рассохинской структур, Пачгинская антиклиналь размерами около 40 км, а также Патраковско-Сарьюдинская структурная зона протяженностью около 200 км в составе Патраковской, Среднеандюгской, Мартюрской и Сарьюдинской антиклиналей. Все структуры располагаются в области распространения орогенного комплекса, сложены отложениями нижней и верхней перми и имеют общую морфологию. Размеры антиклиналей достигают 30—35 км при амплитудах 300—500 м, наклоны крыльев измеряются десятками градусов. Складки асимметричны, имеют более крутые западные и относительно пологие восточные крылья. В строении структур участвуют солевые отложения.

Для структур характерны разрывные нарушения типа взбросов, аплитуда которых достигает 500—1000 м. Так, Курьинская антиклиналь имеет размеры 30×2,5 км, амплитуду около 300 м, наклон слоев на западном крыле до 15—20°, на восточном до 10°. Западное крыло разорвано нарушением типа взброса с амплитудой 600 м и падением плоскости к востоку под углом 70—80°. Восточное крыло также нарушено. В своде структуры соль отсутствует, на крыльях ее мощность быстро возрастает. Соответственно выполаживаются крылья структуры в надсолевых отложениях. Структура также резко выполаживается и сокращается в размерах в низах орогенного комплекса.

В северной приосевой части впадины выделяется крупная Вуктыльская антиклиналь. Она вытянута в меридиональном направлении на 100 км при ширине 2—4 км. В центральной своей части складка серповидно изогнута на запад. Ее западное крыло предположительно подвернуто и осложнено взбросо-надвигом, затухающим к югу. Максимальная амплитуда взброса около 800 м. Углы падения на восточном крыле достигают 18—20°, на западном, по данным бурения, отмечены углы падения от 40 до 90°. Складка осложнена двумя куполами — Нижне- и Средневуктыльским. На восточном крыле антиклинали в южной ее части также вероятно малоамплитудное нарушение.

Структуры, расположенные восточнее Патраковско-Сарьюдинской зоны, относятся к наиболее дислоцированной восточной части впадины и западному склону Урала. Структуры приобретают еще более линейный характер, взбросы переходят в линейные надвиги, своды структур глубоко эродированы и орогенный комплекс сохраняется только в узких синклиналях.

Граница западного склона Урала с восточным бортом Верхнепечорской впадины, как и на всем протяжении Урала, условная и проводится неоднозначно. В общем виде она отвечает исчезновению орогенных формаций и переходу от складок смешанного типа, линейно-гребневидных, разделенных относительно широкими синклинальными прогибами, к типично линейным геосинклинальным структурам. Для зоны западного склона Урала характерно широкое развитие надвигов, шарьяжей и складок, опрокинутых и надвинутых на запад, в сторону предгорного прогиба.

В пределах западного склона Урала выделяется две структурно-фациальные подзоны, отличные как по типу фаций, так и в геотектоническом отношении. В западной подзоне отложения палеозоя представлены елецким карбонатным комплексом, сложены преимущественно карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями весьма близкими к платформенному типу, формирование которых началось с грубообломочной терригенной тельпосской свиты нижнего ордовика и закончилось ассельским ярусом нижней перми.

В восточной структурно-фациальной подзоне развиты отложения лемвинского типа, представленные чередованием филлитов, глинистых и кремнистых сланцев, реже известняков, встречаются эффузивы. Отложения лемвинской фации относительно маломощны и распространены неповсеместно. В настоящее время они широко развиты в Лемвинском синклинории и на Пай-Хое, где выходят в ядре Пай-Хойского антиклинория, а также в бассейне Верхней Печоры. В восточной подзоне развиты интенсивная изоклинальная складчатость и многочисленные надвиги, определяющие чешуйчатое строение указанных районов.

Как показывает анализ мощностей и фаций палеозойского комплекса западного склона Урала, дислокации Уральского складчатого сооружения в западной своей части занимают территорию, представляющую до раннепермской эпохи область платформы, а в раннепермскую эпоху краевой прогиб (В. И. Богацкий, 1969). Первое подтверждается литологическим составом и одинаковым порядком мощностей карбонатной (елецкой) формации западного склона Урала и платформенной части Тимано-Печорской провинции. Второе подтверждается присутствием нижнепермской сероцветной молассы в синклиналях западного склона Урала и значительным разрастанием мощности докунгурских отложений, по данным сейсморазведки. Окончательное формирование структуры Урала происходило уже в мезо-кайнозойское время главным образом под влиянием постскладчатых глыбовых движений.

Таким образом, передовые структуры западного склона Урала территориально расположены на восточном крыле Предуральского прогиба, перекрывая его в виде надвигов и покровов, что весьма затрудняет проведение современной морфологической

границы между ними. Строение верхней части разреза и нижней, видимо, существенно отличается.

В области восточного борта прогиба и западного склона Урала в верхнем структурном подэтаже, по данным главным образом электроразведки, гравиразведки и геологической съемки, выделяются следующие системы структур.

На широте Рассохинской и Пачгинской антиклиналей — это Восточно-Андюгская, Черепановская, Уньинская, Восточно-Уньинская, Бердышская и другие антиклинали. На широте Сарьюдинской структуры это Кырташорская зона в составе Кырташорской, Сочинской, Гудервожской, Нижнесочинской и Когельской структур. Северным продолжением этой зоны вероятно также являются Югид-Вуктыльская и Еджид-Кыртинская антиклинали.

Еще восточнее тектоническое строение усложняется еще больше. Здесь располагается крупнейшее поднятие западного склона Приполярного Урала — Тимаизское (П. Н. Туманов включает Тимаизское поднятие в состав Верхнепечорской впадины). Далее к востоку уже широко распространена мелкая изоклинальная складчатость. Складки наклонены или запрокинуты к западу, осложнены надвигами различной амплитуды.

Верхний структурный подэтаж с трудом поддается изучению сейсморазведкой из-за сложной дислоцированности, крутых углов падений и большого числа нарушений. Нижний, структурный подэтаж построен проще. Линейных нарушенных антиклиналей не наблюдается. Структуры пологого платформенного типа.

Под Большесынинской впадиной обычно выделяется территория, ограниченная с юго-запада Аранец-Переборской системой поднятий и флексурой восточного крыла Печоргородской группы структур Печоро-Кожвинского мегавала. С северо-востока впадина ограничена южным окончанием гряды Чернышева, с северо-запада — флексурой, сопровождающейся резким разрастанием мощности пермо-триаса. Однако морфологическое положение впадины в составе прогиба, ее границы, как и вообще правомерность выделения этой территории в самостоятельную впадину прогиба, остаются дискуссионными.

Как показывает палеогеологический анализ, территория между северным окончанием Вуктыльской складки и Аранец-Переборской системой поднятий в девонское время представляла собой глубокий прогиб и входила в систему прогибов Печоро-Кожвинского грабена. В каменноугольно-нижнепермское время вместе с Печоро-Кожвинским грабеном она претерпела инверсию и, вероятно, образовала на этом этапе приподнятую область, замыкающую с севера Верхнепечорскую впадину прогиба. Позднее складки Урала в этой части прогиба продвинулись далеко на запад, захватив и восточную краевую часть платформы. Образовался сложно дислоцированный узел, состоящий из чередующихся кулисообразно расположенных крупных, линейно вытянутых ан-

тиклиналей субмеридиональной ориентировки, осложненных по западным крыльям взбросо-надвигами, и разделяющих их синклиналей (структуры Сопляс-Худаиольская, Войская, Аранец-Переборская, Еджид-Кыртинская).

Описанный участок выделяется часто как Среднепечорское поперечное поднятие, разделяющее Верхнепечорскую и Большесынинскую впадины (Н. Д. Матвиевская, В. И. Богацкий). Однако провести четкой морфологической границы между Большесынинской и Верхнепечорской впадинами по этому поднятию затруднительно. В южной своей части оно составляет непосредственное продолжение структур внутренней зоны Верхнепечорской впадины, в северной — согласуется с тектоническими линиями Большесынинской впадины.

Восточным ограничением впадины является интенсивно дислоцированная и разбитая тектоническими нарушениями гряда Чернышева. Западное крыло гряды Чернышева по всей границе ее с Большесынинской впадиной нарушено системой надвигов, по которым силурийские и девонские отложения приподняты и надвинуты на приосевую зону впадины, выполненную отложениями перми и триаса.

Учитывая это, Большесынинскую впадину, вероятно, более правильно рассматривать вместе с Косью-Роговской и выделять как внешнюю зону северной части Приуральского прогиба, а гряду Чернышева — как молодую горсто-надвиговую структуру, наложенную на приосевую, а далее к северу и на внешнюю зону прогиба. Формирование гряды Чернышева, вероятно, следует связывать с возобновлением интенсивных подвижек в области резкого уступа, проходящего по юго-восточному обрамлению Большеземельского палеосвода (выступа фундамента).

Глубина залегания карбонатной толщи нижней перми в приосевой части Большесынинской впадины достигает, по сейсморазведочным данным, 4,5 км. Глубина залегания карбонатной толщи силура, по данным электроразведки, более 6 км. На основании сопоставления материалов электроразведки и сейсморазведки можно предполагать значительное сокращение мощности допермских отложений в Большесынинской впадине по сравнению с Верхнепечорской и продолжение сюда Лайского палеосвода.

Залегание слоев в северной части впадины пологое, типичное для внешней зоны прогиба. Только при приближении к центральной части впадины отмечены структуры амплитудой 100—200 м. Здесь выделяется Ничтемью-Сынинская терраса протяженностью около 50 км, расположенная кулисообразно по отношению к южной периклинали Колвинского мегавала.

Терраса осложнена двумя цепочками небольших пологих антиклинальных структур платформенного типа: юго-западной, включающей Западно-Сынинскую, Сынинскую и Ничтемьюскую структуры и северо-восточной в составе Южно-Сынинской,

Южно-Пыжьельской и Пыжьельской структур. В пределах террасы наблюдается несогласие между мезозойскими и нижележащими отложениями.

Восточнее террасы вблизи гряды Чернышева протягивается субмеридиональная Суборская антиклиналь амплитудой около 200 м. Строение южной части Большесынинской впадины более сложное. Здесь выделяется две крупных системы гравиметрических максимумов, видимо, отвечающих антиклиналям в осадочном чехле.

Западная, Южно-Залазнинская система протягивается более чем на 35 км в субмеридиональном направлении параллельно Переборско-Березовской антиклинали и находится на северном протяжении Улдор-Кыртинской структуры. Восточно-Залазнинская система протяженностью более 30 км поворачивает на северо-восток и выходит на Большеаранецкую структуру.

Косью-Роговская впадина протягивается в северо-восточном направлении вдоль Приполярного Урала на расстояние около 350 км. В западной, краевой, ее части трассируется сложное сооружение в составе Хоседаюсского вала и гряды Чернышева. С северо-востока впадина ограничена поднятием Чернова. От гряды Чернышева Косью-Роговская впадина отделена Адакским сбросом. По ее восточной окраине протягивается система узких, глубоко денудированных складок северо-восточного (уральского) простирания, несколько запрокинутых в сторону впадины и осложненных тектоническими нарушениями.

Геофизические исследования указывают на спокойное залегание слоев в северо-западной, внешней, части впадины, осложненное поднятиями платформенного типа северо-восточного направления с амплитудами 150—400 м и углами падения на крыльях 2—8°. Глубины залегания карбонатных отложений палеозоя достигают 2,5 км.

В центральной части впадины выделяется система кулисообразно расположенных линейных антиклиналей северо-восточной ориентировки, примерно одинаковых размеров (20—25 км), разделенных синклинальными прогибами. В направлении юго-восточного борта впадины антиклинали приобретают все более узкую форму и крутые (до 25—30°) крылья. Амплитуда их увеличивается, на крыльях появляются нарушения взбросо-надвигового характера.

С северо-запада на юго-восток расположены следующие антиклинали: Кочмесская, Среднекочмесская, Бугринская, Интинская, Пальник-Шорская, Лемвависская, Лемвинская. Антиклинали заметно выполаживаются с глубиной вплоть до полного нивелирования в карбонатных отложениях перми-карбона. По сейсмическому горизонту II (турнейский ярус, глубина 3,5—5,5 км) большинству из них отвечает незначительный участок выполаживания.

Наименее изученной частью Предуральского прогиба является Коротаихинская впадина (рис. 26).

Согласно представлениям Н. П. Хераскова и А. С. Перфильева (1963) полярный участок Предуральского прогиба включается в систему периклинальных прогибов, т. е. прогибов, целиком расположенных на геосинклинальном основании.

Территория от Варандейского вала на западе до поднятия Чернова на востоке, включая поднятия Хоседа и Чернышева,

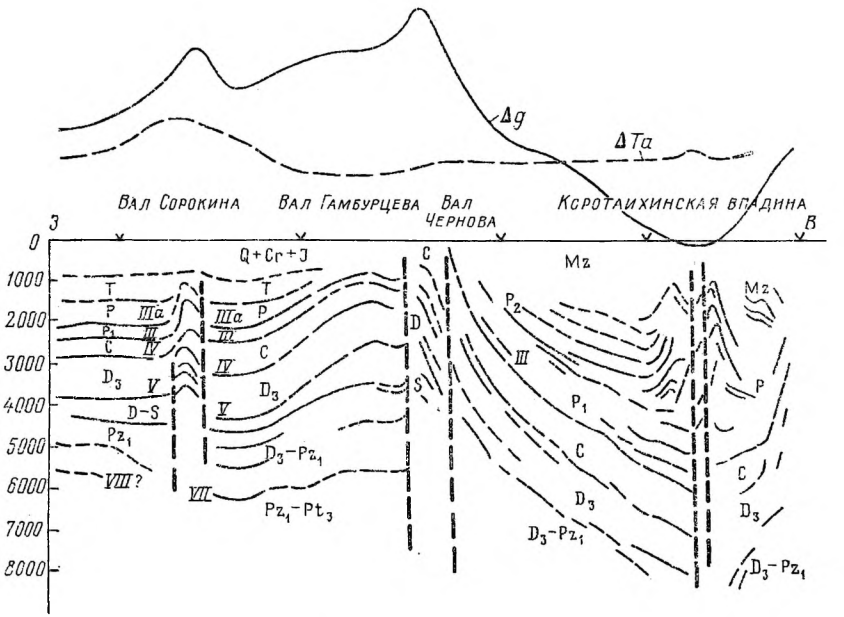


Рис. 26. Геолого-геофизический профиль через Варандей-Адзьвинскую структурную зону и Коротаихинскую впадину (по М. П. Зенченко).

выделяется в переходную Варандей-Адзьвинскую структурную зону, более тяготеющую, видимо, к Предуральскому прогибу. Изучена она слабо. Выполнены несколько региональных сейсмических профилей и детальные сейсморазведочные работы на Варандейском вале. П. А. Туманов (1969) относит эту зону целиком к внутренней части прогиба, рассматривая ее как продолжение расположенных южнее Косью-Роговского, Патокского и Илыч-Уньинского прогибов.

В составе Варандей-Адзьвинской зоны выделяются с запада на восток Варандейский вал (гряда Сорокина), Мореюская депрессия, вал Гамбурцева, Адзьвинская депрессия, вал Чернова, Хоседаю-Кушорский вал и гряда Чернышева.

Валы и составляющие их антиклинали имеют узкую линейную форму, северо-западную или северо-восточную ориентировку, амплитуду 500—1000 м, углы падения на крыльях не менее 20°. Крылья нарушены дизъюнктивами. Наблюдается резкий размыв в сводах структур и несогласное налегание мезозойских отложений на подстилающие породы.

Еще более сложное строение имеет гряда Чернышева, рассматривающаяся многими авторами как северо-западная ветвь Уральской складчатости. Гряда Чернышева представляет собой шовную структуру, состоящую из серии чешуй, надвинутых одна на другую по крупным надвигам северо-восточного простирания. Расположенные под надвигами слои имеют близкое к горизонтальному залегание. Чешуи сложены разновозрастными палеозойскими карбонатными отложениями. Гряда Чернышева ограничена надвигами, по которым она надвинута на прилегающие с северо-запада и юго-востока впадины. Анализ аэрофотоснимков показывает также наличие поперечных разломов северо-западного направления, разделяющих гряду на поперечные блоки.

ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

Постгеосинклинальный этап развития Тимано-Печорской провинции начинается в конце кембрия — ордовике.

Тектонические движения, отразившиеся в мощностях и фациях платформенных образований, свидетельствуют о сравнительно слабой консолидации эпибайкальской платформы, особенно на первом этапе ее развития. Общая мощность осадочного комплекса, а также отдельных его стратиграфических подразделений испытывает относительно резкие колебания. Характер распределения мощностей палеозоя, особенно нижней его части, свидетельствует о частичной унаследованности платформенных тектонических движений от геосинклинального этапа развития и соответствии крупных структур платформенного чехла и складчатого фундамента. Так, платформенное Тиманское глыбовое поднятие совпадает в общих чертах с областью рифейского краевого поднятия, современная Ижма-Печорская впадина отвечает миогеосинклинальной зоне, шовные антиклинали Печоро-Кожвинского мегавала согласуются с положением древнего шва, разграничивающего различные по вещественному составу глыбы фундамента.

В настоящее время широкое распространение получает точка зрения, согласно которой в составе платформы выделяется три структурных комплекса: складчатый фундамент, промежуточный структурный комплекс, отвечающий периоду заполнения локальных прогибов, формирующихся после замыкания геосинклинали, платформенный комплекс, т. е. осадочный чехол, образующийся при общем погружении сегментов земной коры и перекрывающий

как отрицательные, так и положительные структурные формы, возникшие на предыдущем этапе развития. За возраст платформы принимается начало формирования собственно платформенного структурного комплекса. Распределение мощностей нижней части осадочного разреза провинции в объеме ижма-омринского комплекса (ордовика?) Ижма-Печорской впадины и в объеме предположительно кембрийско-ордовикских не вскрытых бурением отложений в Печоро-Кожвинском грабене и впадинах Колвинской зоны тесно связано с рельефом фундамента. Эта часть разреза (кембрий—ордовик) наиболее развита в древних прогибах фундамента и полностью, как это доказано бурением, отсутствует на его поднятиях Кипиевском, Седуяхинском, Возейском, Большеземельском.

Таким образом, наиболее древние горизонты осадочного разреза, вероятно, могут быть отнесены к переходному комплексу. Однако учитывая спорность вопроса, а также неопределенность стратиграфического диапазона комплекса, авторы сочли целесообразным на данной стадии изученности рассматривать указанные отложения в составе платформенного структурного комплекса, выделяя в самостоятельный подэтаж.

В платформенный период развития в Тимано-Печорской области отлагался разнообразный комплекс осадков, преимущественно морских. По характеру формации, структурному плану, наличию крупных перерывов в осадконакоплении и др., этот комплекс можно разделить на ряд структурных этажей и подэтажей. Три крупных структурных этажа разделены эрозионно-стратиграфическим и угловым несогласием:

1) нижний — в объеме нижнего палеозоя в юго-западных районах (Ижма-Печорская впадина) и в объеме нижнего палеозоя, нижнего и среднего девона, а в Печоро-Кожвинском авлакогене и значительной части верхнего девона в северо-восточных районах;

2) средний — от силура до триаса в юго-западных районах и в объеме верхнего девона, карбона, перми и триаса на северо-востоке;

3) верхний — в объеме юры, мела и кайнозоя.

Однако разделение на структурные этажи не отражает всей сложности геологической истории провинции. На значительной ее территории наблюдается кроме того полное или частичное выпадение отложений ордовика, силура, нижнего девона, среднего девона, пашийского горизонта, нижнефранского подъяруса, части нижнего карбона, нижней и верхней части фаменского яруса, различных частей верхнего и среднего карбона, верхнеартинского подъяруса, нижнего и частично среднего триаса, нижней и частично средней юры и палеогена. Это свидетельствует об активной тектонической жизни провинции на протяжении всей ее истории и тесной связи с Уральской геосинклиналью и Уральской складчатой областью.

Каждый подэтаж начинается трансгрессивной толщей осадков и завершается регрессивной толщей или молассами и отражает новый этап геолого-тектонической жизни провинции. Естественным комплексам — подэтажам, отличным по составу, строению и истории формирования, отвечают следующие этапы развития: 1) кембрийско-ордовикский; 2) силурийско-нижнедевонский; 3) среднедевонско-турнейский (в северо-восточных районах может быть выделен также среднедевонский подэтаж); 4) визейско-артинский; 5) кунгурско-нижнетриасовый; 6) среднеюрско-меловой; 7) неоген-четвертичный.

Кембрийско-ордовикский этап

Постгеосинклинальный этап развития Тимано-Печорской области начинается в кембрийско-ордовикское время, когда накапливаются прибрежно-морские и лагунно-континентальные преимущественно красноцветные осадки мощностью 350—1000 м.

Наиболее определенно нижний структурный подэтаж может быть выделен в Ижма-Печорской впадине, где слагающие его отложения на полную или значительную мощность вскрыты бурением. Здесь отложения кембрия — ордовика залегают с резким угловым несогласием на породах фундамента, заполняя его древние впадины. В составе нижнего подэтажа выделяются седьельская и нибельская свиты общей мощностью в центральных районах впадины более 1000 м. Как показали работы В. П. Зарх (1966), седьельская и нибельская свиты не идентичны по своим условиям формирования.

Седьельская свита представлена пачкой белых песчаников, отличающихся однородным кварцевым составом и высокой степенью окатанности слагающего песчаник кварцевого материала, и широко выдержана в разрезе и по площади на расстоянии свыше 400 км. Авторами высказано предположение, что белые песчаники представляют собой прибрежные пески, во время накопления которых в смежных областях значительные зоны поднятий отсутствовали.

Вышележащие нибельские отложения (красноцветные лагунно-континентальные песчано-глинистые образования) формировались в иных условиях. По своим литологическим особенностям они почти полностью отвечают красноцветной формации Л. Б. Рухина (1959), отличаясь от типичных молассов и молассоидов, главным образом отсутствием мощных толщ конгломератов. Формирование нибельской свиты по В. П. Зарх происходило в континентальной и лагунно-континентальной обстановке аридного климата вблизи от интенсивно разрушающихся источников сноса, в числе которых, несомненно, были древние горные сооружения, сложенные рифейскими метаморфизированными породами. Прямым указанием на связь нибельской свиты с материнскими породами рифея явля-

ется в частности присутствие широко распространенной по разрезу гальки метаморфических сланцев.

На основании указанных данных можно считать доказанным, что формирование нижнепалеозойского досилурийского структурного плана в юго-западных районах Тимано-Печорской провинции начинается в период отложения нибельской свиты, накопление которой соответственно происходило в интенсивно прогибавшейся межгорной впадине одновременно с разрушением ограничивающих ее поднятий.

На нижнепалеозойском этапе развития закладываются, вероятно, крупные структурные элементы, в формировании которых, возможно, значительная роль принадлежит крупноглыбовой тектонике. На месте рифейской миогеосинклинальной зоны закладывается Ижма-Печорская палеовпадина, представляющая собой впадину или опущенный блок фундамента, интенсивно заполняющийся осадками нибельской свиты. На западе впадина ограничивается крупной глыбовой структурой — Палеотиманом, на северо-востоке — системой древних поднятий Савиноборско-Седуяхинской зоны. Мощность нижнего палеозоя во впадине 854 м.

В северо-восточных районах провинции активной тектоникой и интенсивным формированием впадин и выступов характеризуется территория между Припечорской и Колвинской системами разломов, отвечающая современному Печоро-Кожвинскому и Колвинскому мегавалам и Денисовской впадине. Здесь начинает активно развиваться мобильная область, характеризующаяся особенно резкими колебаниями мощностей отложений нижнего палеозоя и глубин залегания фундамента, а также проявлениями эффузивной и интрузивной деятельности.

Так, вероятно, еще в начале нижнего палеозоя происходит заложение Печоро-Кожвинского грабена, системы впадин и выступов Колвинской зоны и Лайского свода. На древнее заложение Возейского выступа Колвинской зоны указывает залегание отложений силура непосредственно на фундаменте, в то время как на Большеземельском своде уже появляются маломощные (150 м) отложения ордовика.

Формирующиеся на этом этапе выступы и впадины наследуются затем в силурийско-среднедевонское время и, несмотря на последующие инверсии, сохраняются в рельефе фундамента и нижних горизонтов осадочного разреза практически в течение всей геологической истории вплоть до современного этапа.

В конце ордовика — начале силура на Урале интенсивно проявляется такатинская фаза складчатости. Активными тектоническими подвижками и процессами эрозии захватывается практически вся территория провинции, о чем свидетельствуют перерыв в основании силура и его несогласное налегание на различные горизонты: в Ижма-Печорской впадине на нибельскую свиту, на Багане на маломощные (150) отложения ордовика, на Возее на вулканогенно-осадочные породы фундамента.

Силурийско-нижнедевонский этап

С начала силурийского периода в юго-западных районах провинции происходит резкое изменение палеогеографической обстановки. Начинается широкая трансгрессия с Урала на платформу. На значительной территории накапливаются мощные толщи карбонатных отложений, свидетельствующие о широкой трансгрессии силурийского бассейна с Урала на платформу. В составе силурийского комплекса выделяются чередующиеся в разрезе лагунно-морские и морские фации.

В конце силурийской эпохи трансгрессия достигает максимума. Присутствие силура на северном Тимане (А. Л. Косовой, 1963) мощностью несколько десятков метров, залегающего здесь непосредственно на метаморфических сланцах фундамента, указывает на распространение силурийского бассейна вплоть до Тимана. Отсутствие в настоящее время силурийского комплекса в западной части Ижма-Печорской впадины, вероятно, обусловлено последующим размывом отложений нижнефранской трансгрессией. Тиман как горная страна был пенепленизирован, однако, вероятно, полностью не перекрывался водами силурийского бассейна вследствие относительно приподнятого положения.

Анализ фаций и палеогеографической обстановки, проведенный Л. И. Филипповой (1971), выявил сложное развитие Тимано-Печорской провинции в силуре.

На фоне общего прогибания выделяются отдельные впадины и поднятия. В раннесилурийское время крупная Колвинская впадина с компенсированным осадконакоплением, заполнявшаяся гипсо-доломитовыми осадками, мощностью до 1000 м, развивается на территории южной части современного Колвинского мегавала и западного склона Урала. Вторая крупная впадина с более глубоководным режимом развивается в лемвинской зоне западного Приуралья. Третья небольшая впадина (мощность осадков до 350 м) обособляется в южной части Ижма-Печорской впадины в районе Западной Покчи. Вероятно, в силуре сохраняется также впадина и в Печоро-Кожвинской зоне. В позднесилурийское время намечается небольшая впадина в центральной части Ижма-Печорской впадины в районе Ираиоля.

Впадины разделены зонами относительных поднятий, которые обозначаются присутствием местных перерывов, сокращением мощностей отдельных пачек, наличием брекчиевых разностей и конгломератов. Так в скв. 52 Возей мощность конгломератов в гребневском горизонте достигает 30 м, в скв. 24 Уса — 70 м. В конце гребневского времени происходит интенсивный подъем, в результате которого выводится на поверхность и подвергается интенсивному выветриванию, выщелачиванию и карстообразованию значительная территория. Особенно интенсивны процессы эрозии в зонах поднятий. По указанным признакам выделяются область обширной суши на Тимане и в западной части Ижма-Печорской

впадины, крупное Савиноборско-Чикшинское поднятие по восточной окраине последней, погребенное Лайское поднятие к западу от Колвинского мегавала.

Длительный перерыв в осадконакоплении на значительной территории продолжается в течение всего нижнего девона и части среднего девона, а местами вплоть до кыновского времени. Достоверные нижнедевонские отложения известны только в пределах Урала, а также в южной части Колвинского мегавала (Колвинская впадина), где продолжает накапливаться мощная толща глинисто-карбонатных илов, сменяемых к концу эпохи лагунными ангидрито-доломитовыми осадками. Об интенсивности и длительности эрозии и исключительно интенсивной тектонической жизни в предсреднедевонское время свидетельствует глубокий эрозионный срез и налегание среднего девона на толщи самого различного возраста — на Кипиево и в скв. 2 Шапкино на седьельскую свиту, на Усе на нижний девон, в восточной части Ижма-Печорской впадины на силур и т. п.

Среднедевонско-турнейский этап

В среднем девоне северо-восточный угол платформы вновь получает значительный наклон на восток, к Уральской геосинклинали, что создает условия для широкой трансгрессии девонского моря вплоть до Тимана. Этот наклон устойчиво сохраняется почти весь девонский период. Тиман как тектонический элемент в девоне практически не выражается и представляет собой вместе с западной частью Ижма-Печорской впадины денудационную равнину или зону мелководного шельфа, сложенную различными по возрасту отложениями, с которой поступал основной терригенный материал. Направление береговых линий и фациальных зон в девоне соответствует субмеридиональному простиранию Уральской геосинклинали.

Девонские отложения Тимано-Печорской области образуют единый трансгрессивный цикл с преобладанием терригенных пород в основании разреза и карбонатных в его верхней части.

В течение среднего девона накапливаются мощные толщи в основном кластических пелитовых и грубозернистых пород, мощность которых колеблется от 100 до 2000 м. Максимальными мощностями (600—2000 м) характеризуются крупные впадины, сохранившие, видимо, устойчивое прогибание с нижнепалеозойского времени. Система таких впадин на юго-востоке, возможно продолжавшихся на территорию современного Предуральского прогиба, формируется в районе современного Печоро-Кожвинского мегавала (рис. 27), а также в основании Колвинского мегавала.

В области древних поднятий отложения среднего девона резко сокращены или вообще не отлагаются.

Нижнефранский размыв, глубоко эродировавший своды древних поднятий, еще более подчеркивает контрастность в распределении мощностей среднего девона.

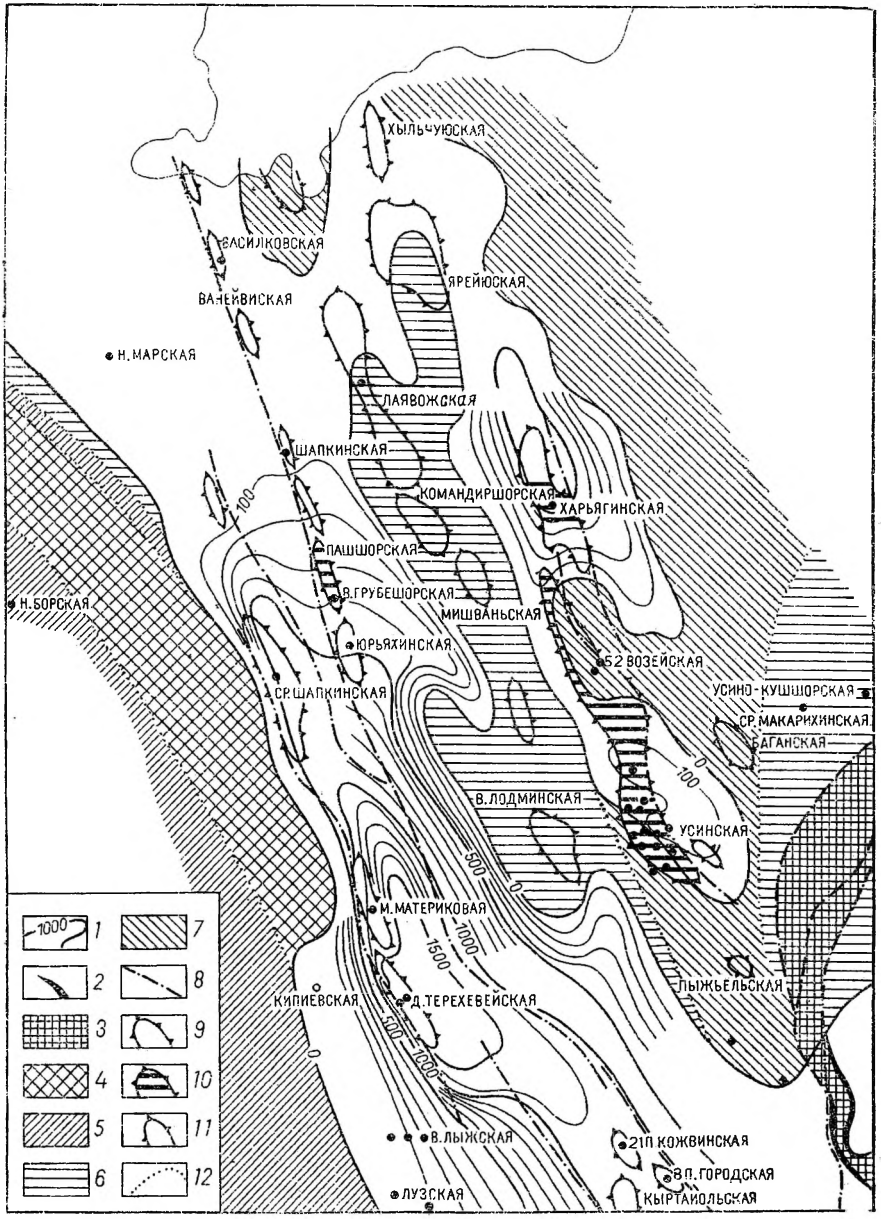


Рис. 27. Схематическая палеогеологическая карта сезера Тимано-Печорской провинции к началу верхнедевонского времени (по Л. И. Филипповой, Н. И. Литвиненко, 1972).

1 — изопахиты отложений среднего девона; участки выхода на земную поверхность отложений: *2* — среднедевонских, *3* — силурийских; отложения, подстилающие верхний девон: *4* — рифей-вендские; *5* — ордовикские; *6* — силурийские; *7* — нижнедевонские; *8* — линии разрывных нарушений в осадочном чехле и фундаменте; *9* — замкнутые контуры локальных структур по подошве семилукского горизонта (доманика); *10* — нефтяные залежи в отложениях среднего девона; *11* — газовые и газоконденсатные залежи в отложениях среднего девона; *12* — геологические границы.

Специфичность распределения мощностей среднего девона, активность тектонической жизни в этот период, наличие перерыва в нижнеэйфельское и в нижнефранское время позволяет выделить отложения среднего девона в северо-восточных районах провинции (во всяком случае для мобильной территории, объединяющей Печоро-Кожвинскую и Колвинскую системы впадин и Лайский свод) в самостоятельный структурный подэтаж.

Раннефранское время характеризуется самой обширной трансгрессией девонского моря из Уральской геосинклинали на платформу, в результате которой полностью перекрывается область распространения отложений среднего девона, а в пределах древних суш также разновозрастные метаморфические и осадочные толщи протерозоя, кембрия, ордовика, силура, нижнего и среднего девона.

К концу пашийского времени от суши, расположенной в пределах Тимана и Ижма-Печорской впадины, сохраняются лишь отдельные острова, в том числе Порожский, сложенный кварцитами и сланцами протерозоя и, вероятно, составлявший восточное ограничение Ухтинской мульды; Висовский, сложенный аргиллитами нибельской свиты; Ижемский, сложенный карбонатами силура, а также Седуяхинско-Кипиевский. Контуры этих палеоподнятий намечаются по зоне отсутствия пашийских отложений. Сохраняются также вершины наиболее крупных поднятий в Большеземельской тундре. До конца нижнефранского времени вся территория Тимано-Печорской провинции покрывается морем, и отложения доманика присутствуют повсеместно.

Усиление девонской трансгрессии сопровождается оживлением глубинных разломов, по которым происходило излияние покровных диабазов, а также интенсивной вулканической деятельностью. Об этом свидетельствуют мощные подводные и наземные излияния эффузивов по всему Тиману и накопление мощных толщ туфов, а также обилие туфопесчаных пород в нижнефранских отложениях Печоро-Кожвинской области, Ухтинской мульды и Ижма-Печорской впадины.

Одна из наиболее активных вулканических зон выделяется к западу от Порожского выступа, в непосредственной близости от которого в скв. 237 количество диабазовых покровов достигает 5. Здесь же в скв. 11-т установлена максимальная мощность диабазового покрова — 50 м. Количество и размер вулканических бомб, широко распространенных в скважинах Ухтинского района, также увеличивается на восток, к Порожскому выступу (скв. 12-т, 11-т, 10-т).

Излияния диабазов и накопление туфов происходят в первую половину кыновского времени, в дальнейшем продолжают повсеместно отлагаться глинисто-алевритисто-псаммитовые илы. Осадки наибольшей мощности (400—450 м) в кыновско-пашийское время накапливаются в Печоро-Кожвинском прогибе, где продолжается интенсивное прогибание в мелководной зоне открытого моря,

компенсировавшееся осадконакоплением. Здесь также широко развиты диабазы (Дзеля-Терехевейская, Среднешапкинская площади). Исходя из суммарной мощности среднедевонско-кыновских отложений, Л. И. Филиппова предполагает, что к концу кыновского времени дно девонского бассейна прогибается здесь более, чем на 1200 м. Зона повышенных мощностей (200—240 м) развивается также на западе, на месте современной Ухтинской складки.

Наиболее широкое развитие нижнефранская трансгрессия получает в саргаевское время. Максимальное распространение нижнефранского бассейна вызвало максимальное затопление и таким образом ограничение источников сноса терригенного материала, что в совокупности с общим прогибанием платформы и относительно спокойным тектоническим режимом территории сократило до минимума поступление терригенного материала в бассейн. Это привело, как показано Т. И. Кушнаревой, к развитию не полностью компенсировавшегося осадконакоплением прогиба, первоначально обособившегося в виде узкой впадины к западу от Уральских островов. В доманиковое время режим неполной компенсации распространяется на большую часть Тимано-Печорского бассейна, что выражается в широком площадном развитии специфических глинисто-кремнисто-карбонатных фаций доманикового типа.

С начала позднефранского времени происходит усиленное оживление тектонической деятельности снивелированного Тиманского сооружения. В результате этих движений начинаются постепенное отмирание некомпенсированного бассейна и миграция его в сторону Предуральского прогиба. Полная компенсация остаточной фаменской впадины, приуроченной уже непосредственно к Предуральскому прогибу, завершается, однако, только в раннетурнейско-визейское время.

Как показывает выполненный Т. И. Кушнаревой фациальный анализ, карбонатная толща верхнего девона в составе доманикового горизонта, верхнефранского подъяруса и фаменского яруса существенно отличается от подстилающих терригенных отложений девона по своим структурно-фациальным особенностям. Это различие прежде всего заключается в резких колебаниях мощностей и фаций, не свойственных нижележащим отложениям среднего девона и нижнефранского подъяруса.

Разнофациальный характер отложений обусловлен тем, что формирование их в верхнедевонском бассейне протекало в неодинаковых структурно-фациальных зонах, в одних зонах существовали мелководно-морские и лагунные условия осадконакопления, в других преобладал относительно более глубоководный режим седиментации. Положение структурно-фациальных зон во времени изменялось как в связи с общей регрессией бассейна, так и в соответствии с расчлененностью рельефа его дна, что и обусловило исключительное разнообразие типов пород, слагающих верхнедевонский, в особенности верхнефранский разрез.

Для карбонатной толщи девона в пределах Ижма-Печорской впадины Т. И. Кушнаревой выделено (1964) два основных типа разреза, различающихся мощностью и составом пород. Первый тип разреза, западный, характеризуется сокращенным стратиграфическим объемом и наиболее пестрым литолого-фациальным составом. Среди пород фаменского и верхнефранского возраста, а иногда и доманикового горизонта преобладают мелководные фации — светлоокрашенные известняками, органогенные и органогеннообломочные, детритусовые, биоморфные, участками несомненно рифогенные, часто интенсивно доломитизированные и перекристаллизованные, иногда с включением гипсов и ангидридов. Эти отложения содержат нормальную морскую фауну, в сообществе которой присутствуют брахиоподы, кораллы, строматопоры, остракоды и другие органические остатки. Нижняя часть разреза (доманиковые, частично мендымские отложения) большей частью сложены битуминозными глинисто-кремнисто-карбонатными породами с птероподово-пелециподовой и гониатитовой фауной. Присутствуют также терригенные породы (известково-алевритистые глины мендымской свиты).

Сопоставление западного типа верхнедевонского разреза Ижма-Печорской впадины с верхнедевонским комплексом Камско-Кинельской впадины показывает, что он аналогичен разрезу сводового типа последней.

Второй тип разреза Ижма-Печорской впадины, выделенный как восточный, отличается наибольшей стратиграфической полнотой, преобладанием пелитоморфных глинисто-карбонатных тонкослоистых образований, слагающих весь верхнефранский подъярус и значительную часть фаменского яруса, а также более широким развитием битуминозно-кремнистых пород доманикового типа, присутствующих в объеме саргаевского, доманикового и мендымского горизонтов. Мелководными карбонатными отложениями сложена только верхняя часть фаменского яруса, который заканчивается, как и в западных разрезах, сульфатно-доломитовыми образованиями данково-лебедянского возраста. Формирование большей части разреза этого типа происходило в более глубоководных условиях, характерных для нижней части шельфа.

Разрез восточного типа является как бы переходным от типично сводового к типично депрессионному. Депрессионный тип разреза распространен в юго-восточной, предуральской части провинции, за пределами современной Ижма-Печорской впадины. В области его распространения весь верхний девон, от саргаевского горизонта до кровли фамена, сложен отложениями доманиковой фации — чередованием известняков, битуминозных кремнисто-известковистых и известково-кремнистых сланцев, силицитов, мергелей и аргиллитов, прослоев радиоляритов и спонгилитов с фауной птероподово-пелециподового комплекса при почти полном отсутствии или угнетенном характере других форм. Суммарная мощность верхнедевонского разреза депрессионного типа

составляет первые сотни метров (300—400 м), в то время как в разрезах сводового типа она колеблется от 500 до 2000 м.

Разрез западного сводового типа весьма разнообразен по строению. По соотношению в разрезе светлоокрашенных мелководных карбонатных отложений с фауной брахиопод, кораллов, кишечно-полостных и других групп и темноокрашенных битуминозных глинисто-кремнисто-карбонатных пород с птероподовопелециподовой и гониатитовой фауной, терригенных и глинисто- карбонатных отложений, а также по стратиграфической полноте разреза только в Ижма-Печорской впадине могут выделяться по крайней мере пять его подтипов.

Рассмотрим более подробно историю развития в верхнедевонское время территории современной Ижма-Печорской впадины как наиболее изученной в Тимано-Печорской провинции.

Выделенные типы разрезов находятся в тесной связи с палеоструктурным планом франского века, показывают характер расчлененности дна бассейна и изменение ее во времени.

В доманиковое время в Ижма-Печорской впадине существовало по крайней мере две зоны, характеризующиеся наиболее мелководными фациями органогенных, частично рифогенных известняков. Западная, Ираель-Сэбысская, протягивающаяся через скв. 10 Ираиоль и Верхняя Себысь, как бы обрамляет с востока Малоперско-Ижемское поднятие, существующее с кыновского времени. Восточная, Исаковская зона, протягивается через Исаковскую площадь возможно далее на Лузу и на Кипиево. Доманиковый бассейн в пределах Ижма-Печорской впадины, в целом характеризующийся относительно глубоководными глинисто-карбонатными фациями, как бы расчленяется на два рукава (прогиба), границы которых выделяются по резкой смене депрессионных фаций на мелководные. Западный прогиб, названный нами Ванью-Брыкаланским, обрамляется мелководными фациями Ухта-Ижемского района и Ираиоль-Себысской зоны, восточный, выделенный как Ираиольский, расположен между Ираиоль-Себысской и Исаковской зонами.

В мендымское и ухтинско-сирачойское время структурный план Ижма-Печорской впадины, заложившийся в доманике, дифференцируется еще более, одновременно с конца среднефранского времени начинаются регрессия бассейна на юго-восток и его постепенное обмеление и компенсированное заполнение осадками в северо-западной части. В мендымское время компенсируется самая западная часть бассейна — Ванью-Брыкаланский прогиб, где к началу сирачойского времени устанавливаются типичные условия мелкоморья. Различие условий седиментации в западной мелководной и восточной глубоководной зонах создает исключительно благоприятные условия для развития по восточной окраине компенсирующегося Ванью-Брыкаланского прогиба рифовой зоны.

Зона рифогенных отложений в мендымско-воронежское время достигает максимального развития, распространяясь далеко на

юго-восток через Западно-Тэбукскую и Джьерскую структуры и далее на Кынаюльскую площадь. Рифогенные образования Западно-Тэбукской и Джьерской площадей имеют черты сходства с барьерными рифами (Тэбук-Джьерский барьерный риф по Н. Д. Матвиевской, 1966).

В раннефаменское время завершается компенсация Ираюль-Себыесского прогиба, что благоприятствует развитию второго рифового обрамления вдоль его восточной окраины через Исаковскую площадь и далее на юго-юго-восток. На всей территории впадины устанавливаются условия карбонатного шельфа.

В турнейский век продолжается компенсация остаточной фаменской впадины, локализующейся к западу от Уральских островов. Западная граница этой впадины пересекает современное юго-восточное окончание Ижма-Печорской впадины и протягивается с северо-востока на юго-запад в направлении Подчерье — южное окончание Пашнинского поднятия — скв. 103—108 Покча, скв. 3 Нижняя Омра. Эта зона перехода от верхнефаменско-нижнетурнейского карбонатного шельфа к глубоководной части бассейна является весьма благоприятной для образования рифовых сооружений. На признаки существования таких сооружений в районе Подчерья указывает наблюдаемое в обнажении турнейских известняков чередование рифогенной фации (биостром) с относительно глубоководными фациями, представленными тонкослоистыми окремнелыми разностями (И. С. Муравьев, 1963; В. И. Богацкий, 1965). На наличие рифогенных известняков в верхнефаменском разрезе скв. 1 Нижняя Омра указывалось А. К. Войтовичем (1960), Т. И. Кушнаревой и А. И. Соломатиным.

Таким образом, в позднедевонско-раннетурнейской истории провинции преобладают нисходящие движения. Движения девонского периода носят в основном колебательный характер. Для позднедевонского времени характерно формирование седиментационно-тектонических палеовпадин, обусловленных неравномерной и разновременной компенсацией бассейна, рифообразование на границе этих впадин и в краевых частях палеосводов и развитие седиментационных структур, связанных с облеканием рифов. Особенности геологической истории позднедевонского периода определили структурно-фациальную зональность отложений верхнего девона.

Геологическая история и структурно-фациальные особенности девонского разреза северо-восточных районов провинции изучены слабо. Однако можно достоверно утверждать, что в течение всего девона в нижней части осадочного чехла (до уровня доманика) сохранялись и были резко выражены крупные палеоподнятия и палеовпадины. Можно предполагать далее, что в верхнедевонское время на месте этих палеоподнятий и палеосводов происходило формирование седиментационно-тектонических палеосводов и впадин и связанных с ними рифогенных сооружений, аналогично тому, как это было в южных районах провинции. Учитывая

резкую расчлененность тектонического рельефа северо-восточного региона на предверхнедевонском этапе развития естественно ожидать, что масштаб формирования седиментационно-тектонических структур в северных районах провинции был еще более значительным, чем в Ижма-Печорской впадине, а время их существования еще более длительным.

В конце девонского времени контрастность тектонических движений усиливается, и конец турнейского века знаменуется общим поднятием платформы. В Тимано-Печорской области подъем фиксируется крупным перерывом в осадконакоплении в позднетурнейское и ранневизейское время. Общее поднятие сопровождается оживлением локальных движений. Признаки местного подъема и локального размыва на границе карбона и девона отмечаются в Ижма-Печорской впадине, в южной части Колвинского мегавала; внутри турнейского яруса (между джебольским и лихвинским, лихвинским и чернышевским горизонтами) на Пашне, Переборе, Худоеле.

Визейско-артинский этап

Визейско-артинский структурный подэтаж начинается трансгрессивной серией визейского яруса и в целом представлен отложениями типичного эпиконтинентального бассейна. Развитие Тимано-Печорской провинции в этот период также тесно связано с Уральской геосинклиналью.

В визейское время отмечается всеобщее опускание Урала, знаменующееся визейской трансгрессией, широко распространившейся в Тимано-Печорской провинции. Со среднего карбона начинается общая инверсия геосинклинали, сопровождающаяся интенсификацией складчатости и достигающая максимума в нижнепермское время.

В Тимано-Печорской провинции отложения указанного подэтажа четко обособляются от подстилающих и перекрывающих региональными перерывами. Литологический состав отложений, особенно визейских, выдерживается на значительных расстояниях. Однако мощности отдельных стратиграфических подразделений испытывают колебания, отмечаются местные перерывы в осадконакоплении, связанные с локальными положительными движениями. При этом наиболее интенсивные поднятия в целом характерны для восточных и северо-восточных районов области, приближенных к Уралу. Можно сказать, что в визейско-артинское время направленность тектонических движений в Тимано-Печорской провинции существенно иная — общая тенденция к прогибанию сменяется относительным поднятием при сохраняющемся, но замедленном прогибании, а дифференциация локальных тектонических движений резко усиливается. В соответствии с уральским тектогенезом в платформенной части выделяется несколько фаз усиления тектонических движений: на границе нижнего и сред-

него карбона, в среднем карбоне, на границе среднего и верхнего карбона, на границе карбона и нижней перми, в нижней перми.

Так, в восточной части Ижма-Печорской впадины в пределах Мичаю-Пашнинской зоны установлено залегание нижней перми на размытой поверхности среднего карбона (Северо-Савиноборская, Восточно-Савиноборская, Пашнинская структуры). В пределах Среднепечорского поперечного поднятия (Худаельская и Переборская структуры) нижняя пермь ложится на визейский ярус, на Харьяхинской структуре Колвинского мегавала — на визейско-намюрские (?) отложения. Сокращение мощности пермско-каменноугольных отложений фиксируется почти на всех поднятиях и валах провинции.

Важным моментом в формировании структурного плана провинции и его перестройке явилось изменение ее регионального наклона с восточного — юго-восточного на восточный — северо-восточный. Это устанавливается на основании простирания изопахит, которое приобретает север—северо-западное направление. Мощность регионально нарастает на северо-восток.

В результате общего поднятия, охватившего в карбоне северо-восточные районы провинции, формируется Мичаю-Пашнинская антиклинальная зона, инверсируется Печоро-Кожвинский прогиб с образованием Печоро-Кожвинского мегавала, начинают формироваться Шапкина-Юрьяхинский вал, Колвинский мегавал, Вуктыльская антиклиналь, Макарихинско-Салюкинский вал и т. п.

Тенденция к подъему сохраняется вплоть до сакмарского века. Региональный подъем сопровождается локальными тектоническими движениями. Интенсивность локальных структуроформирующих движений неодинакова в различных районах провинции и в наибольшей степени проявляется в северо-восточной ее части.

В ассельско-сакмарское время начинается интенсивное складкообразование в Уральской геосинклинали. Образуется сопряженный с растущим складчатым сооружением прогиб (краевой по Н. С. Шатскому, 1947). Восточная часть платформы вовлекается при этом в прогибание.

Западная граница красвого прогиба ассельско-сакмарского возраста определяется формацией барьерных рифов, развивавшихся на платформенном крыле прогиба в субмеридиональном направлении несколько восточнее меридиана Еджид-Кыртинской антиклинали. Сам прогиб фиксируется терригенной сероцветной молассой, распространенной восточнее полосы рифов.

В артинском веке складчатость и горообразование в Уральской геосинклинали усиливаются. Складчатость распространяется далее на запад, захватывая значительную часть предартинского краевого прогиба. Соответственно смещается краевой прогиб и его приосевая зона. Наиболее значительное смещение происходит в южной части Верхнепечорской впадины, где оказывается захваченной и переработанной складкообразованием почти вся территория

ранее существовавшей впадины. Приосевая зона прогиба в артинском веке проходит первоначально восточнее меридиана Сарьюдина, смещаясь со временем далее к западу по мере продвижения прогиба. Вероятно уже в ассельско-сакмарское время начинается обособление Верхнепечорской впадины прогиба благодаря существованию Среднепечорского и Полюдовского поперечных поднятий.

Кунгурско-нижнетриасовый этап

Этот этап отвечает орогенному этапу развития варисцид Урала. Кунгурско-триасовые отложения четко выделяются по формационному признаку, так как слагаются в большей своей части моласовой формацией, образование которой обусловлено развитием и продвижением на платформу Предуральского краевого (компенсационного) прогиба, заложившегося с артинского века.

В течение артинского, а затем кунгурского и верхнепермского времени центральная часть этого прогиба смещается на запад. Суммарная мощность только артинско-кунгурских отложений в приосевой зоне прогиба превышает 1500 м. Усиленное прогибание на востоке, связанное с формированием компенсационного прогиба, еще более увеличивает наклон на восток Ижма-Печорской впадины, и на юго-восток северо-восточных районов провинции.

К середине позднепермской эпохи территория, занятая морским бассейном, резко сокращается, а к началу татарского века море покидает территорию севера Русской плиты. В связи с продолжающейся инверсией Печоро-Кожвинского и Колвинского мегавалов обособляется Денисовский мегапрогиб.

Раннетриасовая эпоха характеризуется дальнейшим продвижением на платформу Предуральского прогиба. Область наибольшего прогибания в раннем триасе перемещается в северную часть прогиба — в Большесынинскую и Коротаихинскую его впадины. В середине раннего триаса в Предуральском прогибе произошли глыбовые движения и излияния базальтовой магмы, образовавшей покровы мощностью до 100 м.

Тектоническое развитие в конце верхнепермского и в триасовое время завершается глыбовыми движениями крупного плана, сформировавшими в общих чертах современную тектонику северо-восточного угла платформы — глыбовое поднятие Тимана и Печорскую синеклизу. Блоковые подвижки формируют также в современном виде горсты Печоро-Кожвинского мегавала и ряд других поднятий. Возникающие разломы в значительной мере носят унаследованный характер, что и обусловливает унаследованность крупных структурных элементов.

Наряду с дизъюнктивными движениями происходят и плавные опускания и поднятия, что фиксируется соответствующим разрастанием или сокращением мощности, например в южной части

Колвинского мегавала, в Денисовской и Хорейверской впадинах и т. п.

Одновременно с тектоническими движениями крупного плана проявляются также частные пликативные и глыбовые подвижки, формирующие более мелкие структуры. В Ижма-Печорской впадине, например, восходящие движения и последующий размыв структур в конце перми — нижнем триасе отмечаются на Омра-Сойвинском, Джьерском, Велью-Тэбукском, Порожском и других крупных поднятиях, в области Колвинского мегавала аналогичная картина отчетливо наблюдается на Колвинской структуре.

Перестройка локального структурного плана Тимано-Печорской области на этом этапе завершается не одновременно в различных ее районах. В Ижма-Печорской впадине она, вероятно, приходится на конец перми — нижний триас (верхний и средний триас здесь практически отсутствует), на северо-востоке Большеземельской тундры — на конец триаса (отсутствуют нижняя и часть средней юры). В заключительные фазы варисцийского тектогенеза вновь изменяется региональный наклон платформы с северо-восточного на север—северо-западный, что приводит к новой перестройке структурного плана к началу средней юры.

В результате интенсивного поднятия и последующей денудации осадки верхнего и среднего триаса, а также нижней и значительной части средней юры на территории Ижма-Печорской впадины, отсутствуют.

Среднеюрско-меловой этап

Этот этап охватывает период от средней юры до альба. В раннеюрскую эпоху сохраняется континентальный режим, господствовавший на севере Русской платформы с позднетриасового времени. Происходят дифференцированные поднятия отдельных блоков, интенсивный размыв и уничтожение как раннеюрских осадков, отлагающихся в отдельных впадинах, так и триасовых. Областью устойчивого поднятия является Тиман. К этому же времени, видимо, относится образование горст-антиклинориев Чернышева, Чернова и Пайхойского антиклинория.

Юрско-меловой этап истории Тимано-Печорской области характеризуется существенной перестройкой структурного плана. Начинается общее погружение. С конца батского времени юрская бореальная трансгрессия распространяется на всю территорию Тимано-Печорской области.

Юрско-меловые отложения представлены песчано-глинистой толщей, сложенной в нижней части осадками пресноводных бассейнов, в верхней— континентальными песками. Отложения комплекса распространены в плоских впадинах к западу и востоку от Седуяхинских и Печоро-Кожвинских дислокаций и характеризуются максимальными мощностями в северных районах. Подэтаж

отделен от подстилающих отложений крупным стратиграфическим и угловым несогласием и ложится на разновозрастные горизонты палеозоя и мезозоя. Породы его дислоцированы положе подстилающих. Это особенно отчетливо фиксируется на крупноамплитудных структурах в северо-восточных районах (Колвинский мегавал, Печоро-Кожвинский мегавал, гряда Сорокина и др.), где угловое несогласие между среднеюрскими и нижележащими отложениями превышают 20°. Юрско-меловой этап истории Тимано-Печорской области характеризуется существенным изменением регионального наклона. Если в домезозойские этапы развития основной наклон был на восток, в сторону Уральской геосинклинали, то в мезозое наклон изменился и принял север—северо-западное направление. Это вызвало переформирование ряда тектонических структур и привело к раскрытию на юг — юго-запад наиболее пологих из них.

Тектоническое развитие этого периода завершается альпийскими (позднекиммерийскими) движениями, проявлявшимися в верхнемеловое время глыбовыми подвижками, а также формированием пологих платформенных структур.

Неоген-четвертичный этап

Отложения неоген-четвертичного структурного подэтажа плащеобразно перекрывают разновозрастные породы и представлены песчано-глинистой толщей мощностью от нескольких метров до первых сотен метров.

Максимальные мощности установлены в северных районах, что связано с сохранением север—северо-западного наклона Тимано-Печорской области.

Неоген-четвертичные породы слабо дислоцированы в пологие структуры, которые в некоторых случаях связаны с более древними поднятиями — Западно-Тэбукским, Пыжьельским, Нарьян-Марским и другими. Геолого-геоморфологические исследования последних лет, выполненные в различных районах Печорской синеклизы (Б. Л. Афанасьев, В. И. Алексеев, А. А. Берлянд, А. С. Бушуев, В. А. Дедеев, В. В. Тумаков и др.), выявили несомненную тектоническую активность Тимано-Печорской области в четвертичное время. Интенсивные движения, в частности, установлены в южной и северной частях Ижма-Печорской впадины и в районах Большеземельской тундры. Структурный план неоген-четвертичных отложений также имеет свою специфику. Он отличается азимутом простирания неотектонических поднятий, а также смещением их контуров относительно более древнего структурного плана.

Глава V

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ

В настоящее время нефтегазопроявления в Тимано-Печорской провинции известны почти по всему разрезу палеозойских отложений, а также в отложениях мезозоя и даже в метаморфических толщах фундамента (рис. 28). Промышленно-нефтегазоносные горизонты приурочены к следующим семи нефтегазоносным комплексам, которые являются также гидрогеологическими комплексами.

1) досреднедевонскому (нижний девон, силур, ордовик) карбонатному;

2) поддоманиковому среднедевонско-нижнефранскому, включая кровлю силура, преимущественно терригенному;

3) наддоманиковому верхнедевонскому (верхнефранско-фаменскому) карбонатному;

4) турнейскому терригенно-карбонатному;

5) визейскому терригенно-карбонатному;

6) среднекаменноугольно-нижнепермскому карбонатно-терригенно-галогенному;

7) верхнепермско-триасовому терригенному.

В настоящее время ведущее место принадлежит терригенному среднедевонско-нижнефранскому комплексу. Только на долю терригенных среднедевонских отложений, в которых выявлено 40 залежей приходится 75% всех промышленных запасов нефти провинции. Однако заметно увеличивается значение карбонатных отложений среднего и верхнего карбона и нижней перми, особенно благодаря выявлению Вуктыльского, Усинского, Южно-Шапкинского и Лаявожского месторождений. Несомненно, что по мере бурения в новых районах с глубоким залеганием поддоманиковых отложений девона (Предуральский прогиб, Денисовская и Хорейверская впадины) роль верхних нефтегазоносных стратиграфических комплексов, в том числе отложений перми и мезозоя, будет все более возрастать.

Месторождения, разведочные площади	Протерозой	Кембрий–ордовик	Силур (васькеевская свита)	Девон									Карбон				Пермь							Триас	Юра	Мел
				Средний					Верхний				Нижний			Средний				Нижняя			Верхняя			
				Нижний девон	Эйфельский (койвенский)	Эйфельский (бийский)	Живетский (сафоновский)	Живетский (старооскольский)	Франский (пашийский)	Франский (кыновский)	Франский (доманиковый)	Франский (верхний подъярус)	Фаменский	Турнейский (окневский надг.)	Турнейский (лихвинский надг.)	Визейский (яснополянск.надг.)	Визейский (верхний подъярус)	Башкирский	Московский	Верхний	Ассельский	Сакмарский	Артинский	Кунгурский	Уфимский	Казанский	Татарский			
Тиманская антеклиза																												
Ухто–ижемский вал																												
Водный промысел	○																											
Ярегское							●	●	●	●																		
Чибьюское							●																					
Нямедское						○	○		○																			
Леккемское							○																					
Кушкоджское							◐	○	○																			
Северо–Седьюольское					○	○		○	○																			
Седьюольское					◐	○	○		◐																			
Роздинское					○				○																			
Войвожское					◐			◐	◐																			
Западно–Изкосьюринское					◐																							
Чернореченское									○																			
Зеленецкое					○				○																			

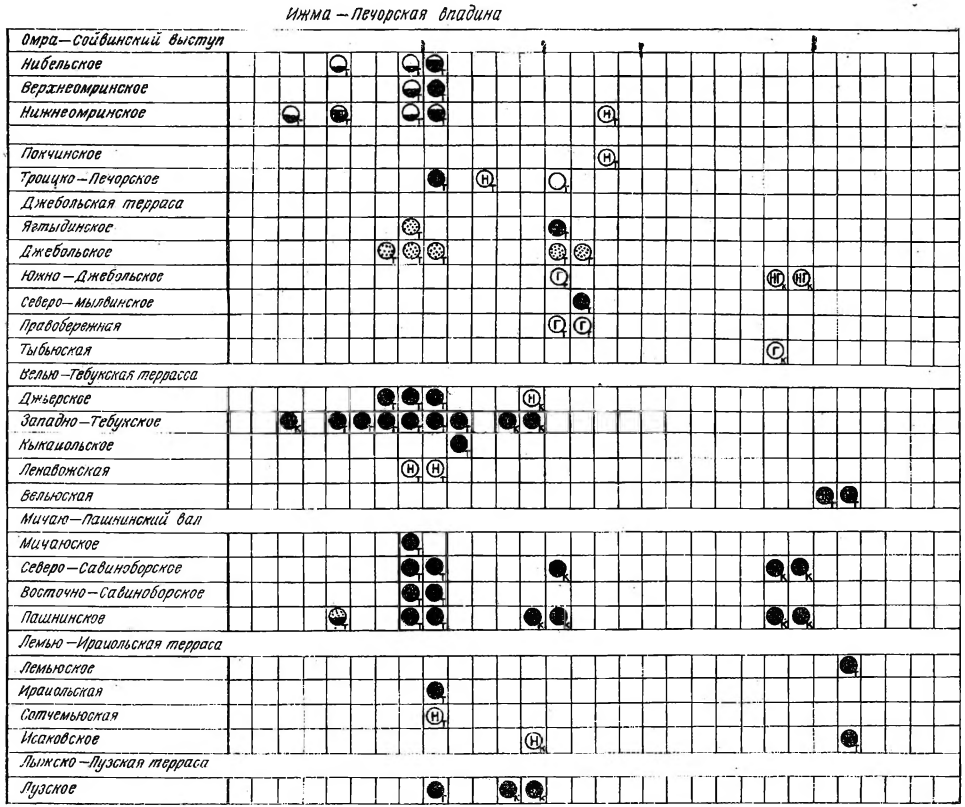
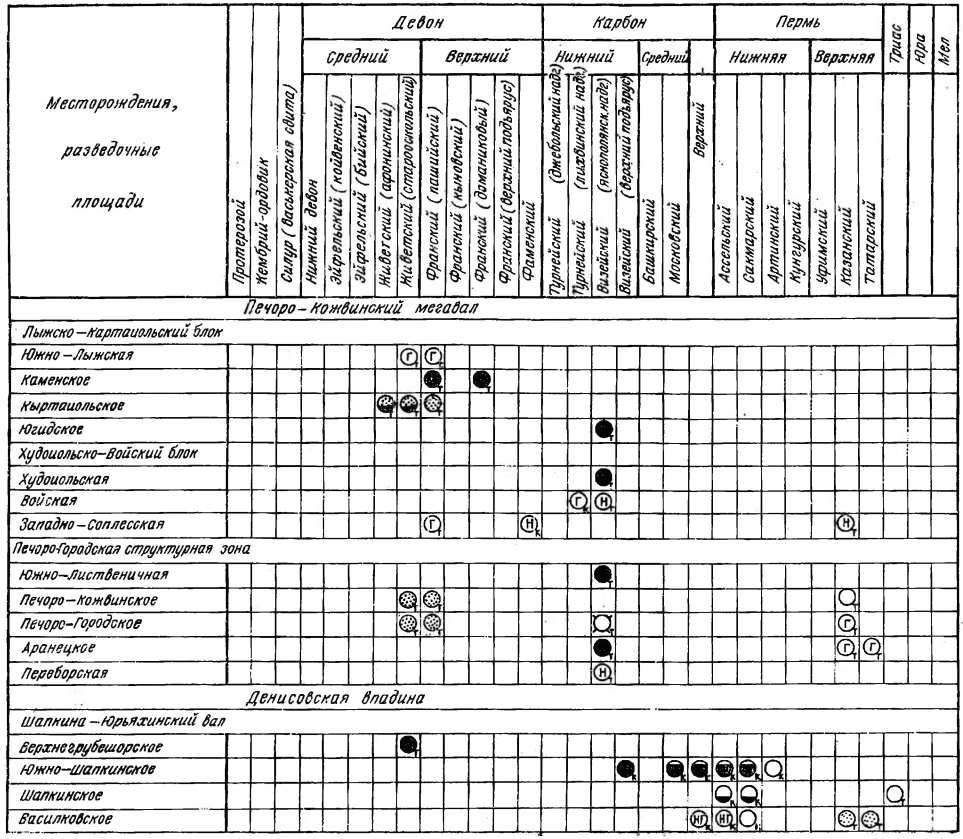


Рис. 28. (Подпись см. стр. 149)


Месторождения, разведочные площади
Протерозой
Жемрий-ордовик
Силур (васькерская свита)
Девон
Средний
Верхний
Нижний девон
Эйфельский (койвенский)
Эйфельский (бийский)
Живетский (сафонинский)
Живетский (старооскольский)
Франский (лапшийский)
Франский (ыжовский)
Франский (домаников.)
Фрасний (верхний подъярус)
Фаменский
Карбон
Нижний
Средний
Турнейский (змеевский нади)
Турнейский (лихвинский надг.)
Визейский (окскопоясск. надг.)
Визейский (верхний подъярус)
Башкирский
Московский
Верхний
Пермь
Нижняя
Верхняя
Ассельский
Сакмарский
Артинский
Кунгурский
Уфимский
Казанский
Татарский
Триас
Юра
Мел
Печоро-Кожвинский мегавал
Лыжско-Картаюльский блок
Южно-Лыжская
Каменское
Кыртаюльское
Югидское
Худоюльско-Войский блок
Худоюльская
Войская
Западно-Соплесская
Печоро-Городская структурная зона
Южно-Лиственичная
Печоро-Кожвинское
Печоро-Городское
Аранецкое
Переборская
Денисовская впадина
Шапкина-Юрьяхинский вал
Верхнегрубешорское
Южно-Шапкинское
Шапкинское
Василковское

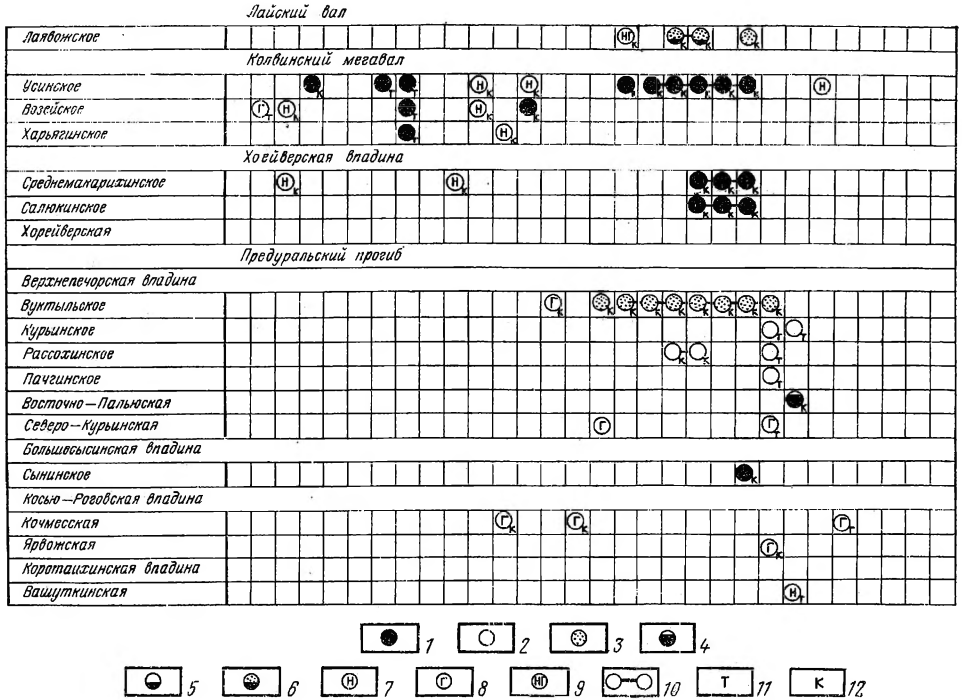


Рис. 28. Стратиграфическое распределение залежей нефти и газа.

Залежи: *1* — нефтяные, *2* — газовые, *3* — газоконденсатные, *4* — нефтяные с газовой шапкой, *5* — газовые с нефтяной оторочкой, *6* — газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой; *7* — нефтепроявления; *8* — газопроявления; *9* — нефтегазопроявления; *10* — единая залежь; состав коллектора: *11* — терригенный; *12* — карбонатный.

На это же указывает и сравнение потенциальных геологических запасов нефти и газа (в %) по стратиграфическим комплексам Тимано-Печорской провинции по состоянию на 1 января 1967 г. и 1 января 1970 г.:

Возраст	На 1/I 1967 г.		На 1/I 1970 г.	
	нефть	газ	нефть	газ
Девон	51	55	48,6	40
Карбон	17	15	25,5	25,5
Пермь	25,7	24,0	21,8	23,7
Додевон и мезозой . .	5,6	3,0	4,1	7,2

Нефтепроявления в отложениях фундамента, силура, нижнего девона и юры имеют ограниченный характер. Нефтегазопроявления в фундаменте отмечены в толще трещиноватых метаморфических сланцев на Яреге, Водном промысле, на Переволоке и объясняются проникновением углеводородов по трещинам из перекрывающих сланцев или примыкающих к ним ниже по падению среднедевонских песчаников.

Залежи нефти и газа, выявленные в кровле выщелоченных и трещиноватых известняков и доломитов васькеркской свиты силура на Западно-Тэбукской и Нижнеомринской площадях, также образовались за счет насыщения карбонатного коллектора флюидом, проникшего из налегающих на него песчаников III пласта (эйфель), на что указывает идентичность свойств нефти и газа, отсутствие между указанными породами непроницаемой покрышки и единство отметок водонефтяного и газоводяного контактов в залежах. Поэтому метаморфические сланцы и карбонатные отложения силура до настоящего времени не рассматривались в качестве самостоятельного объекта для поисков залежей нефти и газа. Однако в последнее время получен небольшой (0,3—0,5 м³/сут) приток легкой нефти из трещиноватых известняков и доломитов силура в скв. 51 на Возейской структуре. Возможно, в северных районах провинции отложения силура и ордовика будут содержать промышленные запасы нефти.

На Усинской площади установлена также залежь легкой нефти (0,835 г/см³) в известняках нижнего девона. Притоки нефти получены в скв. 4, 5, 7, 8.

Среднедевонско-нижнефранский комплекс

Под региональной глинистой кыновско-саргаевской покрышкой залегает терригенная поддоманиковая толща девона, в которой выделяется ряд продуктивных горизонтов, приуроченных к от-

ложениям эйфельского (III и IIб пласты), живетского (IIа, Iв и Iг пласты) и нижней части франского (Iб, Iа, А, I пласты) ярусов. Наиболее выдержанными в региональном плане являются песчаники III и Iв пластов, на примере которых нагляднее всего можно проследить закономерности изменения характера залежей и свойств нефтей и газов по площади в зависимости от гипсометрического положения и времени формирования структур и ловушек.

Песчаники III пласта эйфельского яруса (койвенский горизонт) широко развиты на восточном склоне Южного Тимана, в Ижма-Печорской впадине, и, вероятно, на Печорской гряде. К востоку от Печорской гряды койвенский горизонт отсутствует. Глубина его залегания в Ижма-Печорской впадине от 920 м на Нибели до 3000 и более на Пашне. Мощность пласта от 20 до 70 м. Эффективная мощность песчаников составляет 30—70% общей мощности пласта. Пористость и проницаемость песчаников на Ярегском месторождении соответственно 23,0% и 2813 мД. На Западной Изкосьгоре 20,6% и 935 мД, на месторождениях Омра-Сойвинского района 19,7% и 560 мД, и на Западном Тэбуке 18,2% и 534 мД, и на Пашнинском и Мичаюском месторождениях 6—12% и единицы — десятков миллидарси. Коллекторские свойства закономерно ухудшаются от восточного склона Ухто-Ижемской складки к наиболее погруженным структурам Ижма-Печорской впадины. В этом же направлении закономерно меняются свойства газа и нефти.

Так, на наиболее гипсометрически приподнятом Ярегском месторождении на своде Ухтинской складки (глубина 150—200 м) в III пласте содержится тяжелая (0,933—0,947 г/см^3) вязкая нафтеново-ароматическая сернистая (до 1,1%) малопарафинистая (0,4%) и высокосмолистая нефть, почти полностью дегазированная.

В месторождениях Верхнеижемского района юго-восточного склона Тимана в III пласте на глубинах 600—900 м содержатся залежи преимущественно метанового газа, с небольшими по мощности оторочками из тяжелых нефтей (0,944—0,912 г/см^3), очень сходных с нефтями Ярегского месторождения. Еще далее на юго-восток в пределах Омра-Сойвинского поднятия плотность нефти III пласта понижается до 0,876 г/см^3 на Нибельском (глубина 950 м) и 0,826 г/см^3 на Нижнеомринском (глубина 1100—1200 м) месторождениях. Оба последних месторождения в III пласте содержат крупные газовые залежи в виде газовых шапок. Во всех месторождениях Верхнеижемского и Омра-Сойвинского районов давление насыщения нефти газом практически равно пластовому давлению, и часть газа находится в свободном состоянии. В более погруженном Западно-Тэбукском месторождении (глубина 1900—2000 м) в III пласте содержится крупная залежь легкой (0,858 г/см^3), резко недонасыщенной газом, нефти. Нефть малосернистая, парафинистая, с большим выходом легких фракций. На Джьерской, Тэбукской, Мичаюской, Северо-Савиноборской

площадях в отложениях III пласта промышленных залежей нефти и газа не установлено, а на Пашнинской структуре в плотных песчаниках III пласта на глубинах 3100—3250 м выявлена сравнительно небольшая газоконденсатная залежь с оторочкой из легкой нефти. Пластовое давление в залежи составляет 338 кгс/см^2, выход стабильного конденсата до 236 см^3 на 1 м^3 газа. Плотность нефти из нефтяной оторочки в III пласте Пашнинского месторождения составляет 0,77 г/см^3.

Одновременно с изменением состава и уменьшением плотности нефтей III пласта с погружением слоев в восточном направлении меняется и состав газов газовых шапок и растворенных в нефти за счет постепенного увеличения содержания тяжелых углеводородов от 0,1—0,4% в районе Яреги до 0,5—1,0% в месторождениях Верхнеижемского района, 4,2% на Омро-Сойвинском поднятии и 14—16% в газоконденсатной залежи Пашнинского месторождения.

Залежи нефти и газа в III пласте обычно пластовые сводовые (Ярега, Седьиоль, Войвож, Нибель, Нижняя Омра, Западный Тэбук), но встречаются также структурно-стратиграфические или стратиграфически экранированные (Западная Изкосьгора, Ванью) и литологически экранированные (Нижняя Омра). Дебиты продуктивных скважин из III пласта колеблются от десятков тысяч до миллиона кубометров газа в сутки и от нескольких тонн до 300—400 т/сут нефти. Скважины, вскрывающие залежи тяжелой и очень вязкой нефти (Ярега, Седьиоль, Войвож, Западная Изкосьгора) обычно характеризуются невысокими дебитами.

Залежи в песчаниках IIа и IIб пластов имеют ограниченное распространение. Газовые залежи с оторочками из тяжелой нефти (0,940—0,930 г/см^3) выявлены на Кушкоджском, Седьиольском и Западно-Изкосьгоринском месторождениях, а залежи легкой нефти установлены на Западно-Тэбукском и Джьерском месторождениях. По физико-химическим свойствам нефти и газы IIа и IIб пластов близки к нефти III пласта. Залежи относятся к пластовым сводовым (Кушкодж, Седьиоль, Западный Тэбук) и стратиграфически экранированным (Западный Тэбук, Западная Изкосьгора). Приток парафинистой нефти с газом получен также на Кыртаиольской площади Печорской гряды.

Песчаники Iв пласта живетского яруса (старооскольский горизонт) имеют региональное распространение в Ижма-Печорской впадине. Мощность их увеличивается к востоку от 0 до 350—400 м.

Пористость песчаников Iв пласта, так же как и в III пласте эйфельского яруса, закономерно уменьшается в восточном направлении с увеличением глубины залегания слоев от 24% на Яреге, 22% на Войвоже, 20% на Верхней Омре и Нижней Омре до 18,3% на Джьсре, 15% на Западном Тэбуке и 11,6—13,5% на Лузе, Мичаю, Восточном Савиноборе и Пашне. В районе Печорской гряды пористость песчаников обычно не превышает 11%. С уменьшением

пористости закономерно снижаются средние значения проницаемости песчаников от 3173 мД на Яреге и 1440 мД на Войвоже до 783 мД на Джьере, 308 мД на Западном Тэбуке и 90—30 мД на структурах Мичаю-Пашнинской зоны.

Залежь тяжелой нефти в живетском ярусе эксплуатируется на Ярегском месторождении (возраст верхней части III пласта здесь датируется живетом), газонефтяные залежи разведаны на Войвожском, Нибельском, Верхне- и Нижнеомринском месторождениях. Чисто нефтяные залежи выявлены на Джьерском, Западно-Тэбукском, Мичаюском, Восточно- и Северо-Савиноборском и Пашнинском месторождениях. Газоконденсатная залежь небольших размеров установлена на Джеболе. Плотность нефтей закономерно уменьшается с увеличением глубины залегания от 0,942 г/см³ на Яреге и 0,867 г/см³ на Нибели до 0,856 г/см³ на Нижнеомринском и Западно-Тэбукском месторождениях, 0,851 г/см³ на Мичаю, 0,846 г/см³ на Восточном Савиноборе и 0,836 г/см³ на Пашне. Незначительные отклонения в сторону облегчения нефтей, наблюдающиеся на Войвожском (1г пласт) и Джьерском месторождениях, объясняются особенностями геологического строения, условиями формирования и сохранения залежей. Газовый фактор растет с увеличением глубины залегания залежей и пластового давления от 109 м³/т на Джьерском месторождении до 149 м³/т на Пашне. В газонефтяных залежах Войвожа, Нибели, Верхней и Нижней Омры давления насыщения нефти практически равны пластовым давлениям, а в более погруженных месторождениях Ижма-Печорской впадины (Западный Тэбук, Мичаю, Северный Савинобор, Восточный Савинобор) давление насыщения колеблется в пределах 134—127,5 кгс/см² при изменении пластовых давлений от 188 до 281 кгс/см². Несколько увеличенное давление насыщения наблюдается в Iв пласте Пашнинского ($p_{нас}$ = 139,7 кгс/см², $p_{пл}$ = = 291 кгс/см²) и Джьерского ($p_{нас}$ = 149,2 кгс/см², $p_{пл}$ = 153 кгс/см²) месторождений.

Таким образом, нефти Западного Тэбука и группы месторождений Мичаю-Пашнинской зоны резко недонасыщены газом. Содержание серы в них имеет тенденцию к снижению от 1,1% на Яреге до 0,29% на Пашне, но четкой закономерности не наблюдается. Так, от Нибельского месторождения к Верхне- и Нижнеомринскому и далее к Джьерскому содержание серы возрастает от 0,34 до 0,64% при снижении плотности соответственно от 0,867 до 0,854 г/см³, а затем уменьшается к Пашне до 0,29—0,40%. Нет четкой закономерности и в содержании парафина, количество которого в нефтях колеблется от долей процента (0,4% на Яреге) до 4,47% (на Нижней Омре).

В песчаниках Iв пласта выявлены залежи самых различных типов: пластовые сводовые (Джьер, Нижняя Омра, Северный Савинобор), стратиграфически экранированные (Нибель, Западный Тэбук), рукавообразные (Войвожская галечниковая залежь), литологически экранированные (Восточный Савинобор, Джебол) и

массивные (Пашня, Мичаю). Дебиты газа достигают нескольких сотен тысяч кубометров в сутки, дебиты нефти — сотен тонн в сутки.

В северных районах Тимано-Печорской провинции живетские отложения продуктивны на структурах Печоро-Кожвинского мегавала (Печоро-Городское, Печоро-Кожвинское и Кыртаюльское газоконденсатные месторождения), на Усинской и Харьягинской структурах Колвинского мегавала, Верхнегрубешорской структуре Шапкина-Юрьяхинского вала. Отмечены также газопроявления при вскрытии этих отложений на Еджид-Кыртинской структуре в Предуральском прогибе.

В северных районах промышленно газоносными являются песчаники верхней части живетского яруса, залегающие на глубинах 3000—3800 м. Эффективная мощность песчаников от единиц метров в зоне выклинивания до 130 м, пористость 7—14%, проницаемость первые десятки, реже сотни миллидарси. Песчаники невыдержаны как по площади, так и по разрезу. Залежи газа пластовые сводовые с большим количеством конденсата (340 г/м^3). Дебиты достигают 150—700 тыс. м^3/сут.

Нефти среднего девона на севере провинции также легкие (плотность от 0,82 г/см^3 на Верхнем Грубешоре до 0,85 г/см^3 на Усе), имеют вязкость 15—300 сСт (при 20° С), малосмолистые, среднесернистые, парафиновые (содержание парафина при температуре до 6° С на Харьяге 16—34%).

Пластовые давления обычно значительно выше гидростатического — на Верхнем Грубешоре разница составляет 20—25 кгс/см^2, на Усе 30—40 кгс/см^2. Давление насыщения намного ниже пластового — на Усе разница составляет 245—265 кгс/см^2, на Верхнем Грубешоре 295—305 кгс/см^2. Нефти сильно недонасыщены газом (газовый фактор на Усе 57 м^3/т). Залежи сводовые, структурно-стратиграфические.

Песчаники Iб и Iа пластов пашийского горизонта широко развиты в южной части Ижма-Печорской впадины и в Верхнеижемском районе юго-восточного склона Тимана. При относительно выдержанной мощности горизонта в целом пласты песчаников имеют сложное строение, местами быстро замещаются плотными алевролитами. Однако отдельные линзовидные тела песчаников соединены между собой в единую гидродинамическую систему, на что указывают близкие к гидростатическим пластовые давления и приуроченность почти всех залежей нефти и газа к сводовым частям антиклинальных структур. Мощность песчаников меняется от 0 до 10 м, реже до 15—20 м. Их коллекторские свойства в общем, так же как и в среднедевонских отложениях, ухудшаются от месторождений Верхнеижемского и Омра-Сойвинского района, где средние значения пористости и проницаемости достигают 20—22% и 1000—1200 мД, в северо-восточном (Западный Тэбук, Мичаю), восточном (Северный Савинобор, Восточный Савинобор, Пашня) и юго-восточном (Джебол, Палью) направлениях.

Газовые и газонефтяные залежи в пашийском горизонте выявлены на Кушкоджском, Седьиольском, Войвожском, Нибельском, Верхнеомринском и Нижнеомринском месторождениях на глубинах от 600 до 1100 м. Чисто нефтяные залежи установлены на Айювинском, Джьерском, Западно-Тэбукском, Северо-Савиноборском, Восточно-Савиноборском, Пашнинском и Троицко-Печорском (скв. 53 Джебол) месторождениях на глубинах от 1400 до 2750 м. Газоконденсатные залежи обнаружены на Джебольской (скв. 13, глубина 1997 м) и Печорогородской (скв. 1, глубина 3275 м) структурах, нефть и газ — на Кыртаиольской структуре. На Кушкоджском и Седьиольском месторождениях в песчаниках Iб пласта нефть в оторочках тяжелая, плотность соответственно 0,925 и 0,885 г/см^3. В остальных месторождениях Верхнеижемского района и Ижма-Печорской впадины нефти пашийского горизонта более легкие (плотность от 0,885—0,867 г/см^3 до 0,836 г/см^3), причем на многопластовых месторождениях обычно наблюдается некоторое уменьшение плотности нефти снизу вверх, от Iв пласта к Iб и Iа пластам. Однако бывает отклонение от этой закономерности. Обычно нефти пашийских отложений легкие, слабосернистые (менее 1%), парафинистые (2—4%), с содержанием фракций, выкипающих до 200° С, от 20 до 32%. Резко отличаются высоким содержанием парафина (до 12%) нефти из пашийских песчаников скв. 53 Джебол, пробуренной в районе Троицко-Печорска на южном склоне Омра-Сойвинского поднятия, и скв. 201 Луза.

В газонефтяных залежах Верхнеижемского и Омра-Сойвинского районов давления насыщения нефти газом близки к пластовым давлениям и составляют 58—76 кгс/см^2, а газовый фактор меняется в пределах 65—84 м^3/т. На Джьерском месторождении давление насыщения равно пластовому и составляет 150 кгс/см^2 при газовом факторе в 109 м^3/т. На Северо-Савиноборском и Восточно-Савиноборском месторождениях нефти резко недонасыщены газом и давление насыщения меняется от 128 до 133,5 кгс/см^2 при пластовых давлениях в 245—282 кгс/см^2. Залежи обычно относятся к типу пластовых сводовых и осложнены резкой литологической изменчивостью песчаников. Встречаются и литологически экранированные залежи (Джебол, Нижняя Омра и др.).

Залежи нефти в кыновских и саргаевских отложениях выявлены на Чибьюском, Кыкаельском и Нижнечутинском месторождениях. На Чибьюском месторождении нефтеносный пласт залегает на глубинах от 501 до 336 м и содержит легкую (0,871 г/см^3), сернистую (0,88%) слабопарафинистую (0,9%) нефть. На Кыкаельском месторождении песчаники кыновского горизонта (пласт А) вскрыты на глубине 2085—2090 м и содержат нефть плотностью 0,853 г/см^3, малосмолистую (6,9%), сернистую (0,67%), парафинистую (2,2%). Пластовое давление здесь 197,5 кгс/см^2, температура 74,0° С, давление насыщения газом 116 кгс/см^2, газовый фактор 95,3 м^3/т. Залежи приурочены к линзовидным телам песчаников, залегающих среди глин и глинистых известняков.

Среднедевонско-нижнефранский комплекс характеризуется общностью условий формирования и близким химическим составом вод разных горизонтов на каждом месторождении, что позволяет рассматривать его как единый водоносный комплекс. Дебиты скважины достигают нескольких сотен кубометров в сутки. Химизм вод этого комплекса значительно меняется по площади с явной тенденцией к увеличению минерализации от 101—160 г/л на глубинах 700—1000 м до 235—280 г/л на глубинах 1450—3200 м. Значения коэффициентов ($\frac{r\,Na}{r\,Cl}=0{,}60\div0{,}71$, $\frac{r\,Cl-r\,Na}{r\,Mg}=3{,}15\div6{,}20$, $\frac{Cl}{Br}=145\div226$) свидетельствуют о высокой степени метаморфизации вод, характерной для горизонтов с хорошей гидрогеологической закрытостью и весьма затрудненным водообменом. Состав газов, растворенных в воде и нефти, изменяется от преимущественно метанового на наиболее приподнятых структурах и месторождениях Ухтинского и Верхнеижемского районов до метанового с примесью тяжелых углеводородов и азота на более погруженных месторождениях Омра-Сойвинского района и азотометанового (N_2 до 17—44%) в водах еще более погруженных нефтяных месторождений Ижма-Печорской впадины.

Формирование пластовых вод поддомаников продуктивных отложений, по-видимому, происходило в основном за счет отжимания седиментационных вод в пласты-коллекторы из глинистых, глинисто-карбонатных и глинисто-алевролитовых осадков среднего и низов верхнего девона, при постепенном погружении последних на значительную глубину. Отчетливо выраженной области разгрузки водоносного комплекса продуктивной поддомаников толщи девона пока не установлено. Водоупором является регионально прослеживающаяся толща глин и мергелей кыновского и саргаевского горизонтов.

Покрышкой для залежей углеводородов в терригенных среднедевонско-нижнефранских отложениях служит регионально развитая преимущественно глинистая кыновско-саргаевская толща мощностью от 20 до 300 м. Литологический состав покрышки и ее мощность не выдержаны, экранирующие свойства, видимо, на ряде участков недостаточные, о чем, возможно, косвенно свидетельствует недонасыщенность нефтей газом. Однако в районах разрастания мощности покрышки или присутствия в разрезе толщи глин, мергелей и глинистых известняков верхнефранского подъяруса эта покрышка служит надежным экраном для скоплений флюидов.

Верхнедевонский комплекс

В карбонатных отложениях верхнего девона нефтепроявления и промышленные залежи нефти установлены от мендымских слоев до верхнего фамена. Из верхнефранских отложений нефть получена в Ижма-Печорской впадине на Троицко-Печорской, Западно-Тэбукской и Лузской площадях, на Печорской гряде — на Каменской

площади. В районе Троицко-Печорска в скв. 28 из интервала 1070—1060 м получен незначительный приток тяжелой нефти плотностью 0,899 г/см³, смолистой (10,5%), сернистой (0,98%), парафинистой (3,8%). Залежь литологически ограниченная.

На Западно-Тэбукском месторождении с глубины 1410—1476 м получены притоки нефти плотностью 0,876 г/см³, сернистой (1,10%), парафинистой (1,9%). Давление насыщения нефти газом 60—71 кгс/см², пластовое давление 133 кгс/см², газовый фактор 26,8 м³/т. Залежь массивного типа.

На Лузской структуре фонтанный приток нефти получен из пласта, залегающего на глубине 1987—1980 м, пластовое давление 200 кгс/см², температура 58,6° С, давление насыщения 94,0 кгс/см², газовый фактор 59,7 м³/т. Нефть легкая (0,857 г/см³), малосмолистая (5,8%), сернистая (0,58%), сильнопарафинистая (6,6%). Залежь пластовая.

В фаменских известняках нефтепроявления широко распространены на структурах Ижма-Печорской впадины, Печорской тектонической гряды и Колвинского мегавала. На ряде площадей выявлены промышленные запасы нефти (Западный Тэбук, Северный Савинобор, Пашня, Уса). Непромышленные притоки тяжелой нефти получены на Мутно-Материковой и Джьерской площадях. Нефти тяжелые (0,947 и 0,949 г/см³) с содержанием серы 0,41 и 1,45%, беспарафиновые (0,3 и 0,6%). На Северо- и Восточно-Савиноборском, Пашнинском и Западно-Тэбукском месторождениях нефти залегают на глубинах 1250—1440 м. Нефти утяжеленные (0,861—0,876 г/см³), смолистые (10,3—21,3%), сернистые (0,74—1,50%), парафинистые (1,1—3,3%). Пластовые давления в зависимости от глубины залегания залежей колеблются от 111 до 144 кгс/см² давления насыщения 50,8—56,0 кгс/см², газовые факторы 8,2—14,5 м³/т. На Лузской и Усинской структурах нефть в фаменских отложениях получена с глубин соответственно 1851—1860 и 2047—2209 м (скв. 11 Уса). Залежь на Лузе характеризуется пластовым давлением 193,4 кгс/см² и температурой 51,7° С. Давление насыщения 53,0 кгс/см², газовый фактор 16,6 м³/т. Нефть легкая (0,828 г/см³), малосмолистая (4,7%), слабосернистая (0,35%), сильно парафинистая (6,6%). На Колвинском мегавале нефть также легкая (0,832—0,878 г/см³), на Усинской площади плотность нефти 0,82 г/см³, на Возейской и Харьягинской 0,84 г/см³.

Таким образом, в карбонатных отложениях верхнего девона плотность нефти имеет тенденцию к уменьшению с увеличением глубины.

Основными коллекторами карбонатной толщи являются карбонатные пласты, приуроченные к региональным и местным стратиграфическим несогласиям, выдержанные по площади коллекторы, связанные с регрессивными ритмами осадконакопления, а также рифогенные образования. Пористость известняков от нескольких процентов до 25—28%. Дебиты скважин от единицы до нескольких

десятков тонн в сутки. Ряд скважин на Западно-Тэбукском месторождении, вскрывших кавернозные биогермные известняки верхнего девона, оказался исключительно высокодебитным, свободный дебит до 1000 м³/сут нефти. Покрышками залежей служат пласты глин, плотных известняков и доломитов внутри ярусов, а также глинистая пачка в основании яснополянского надгоризонта.

В целом на многопластовых месторождениях нефти карбонатных отложений верхнего девона, как правило, более тяжелые, более сернистые и очень слабо насыщенные газом по сравнению с нефтями терригенных поддомаников отложений.

Областями питания вод верхнедевонского комплекса являются обширные территории выходов верхнедевонских известняков на поверхность и под четвертичные отложения вдоль восточного склона Тимана, на Печоро-Кожвинском мегавале и по западному склону Урала. Вблизи от областей питания встречаются слабо солоноватые и даже пресные воды сульфатнонатриевого типа. По мере погружения верхнедевонских отложений к центральной части Ижма-Печорской впадины и в Предуральский прогиб минерализация вод быстро увеличивается (от 0,4 до 185—190 г/л) растет и степень метаморфизации ($\frac{r\,Cl - r\,Na}{r\,Mg}$ от 2,8 до 0,7; $\frac{Cl}{Br}$ от 156 до 281) и сульфатнонатриевые воды сменяются хлоркальциевыми рассолами, характерными для зон затрудненного водообмена. Водоносные и нефтеносные горизонты этого комплекса характеризуются меньшими напорами, чем горизонты среднего девона и перми. Растворенные в воде газы в зависимости от месторождения и глубины опробованных интервалов имеют метановый, азотнометановый или азотный состав, иногда с присутствием значительных количеств углекислого газа. Водоупором является пачка пестрых глин алексинского горизонта и глинистые известняки михайловского горизонта визейского яруса, а в Верхнепечорской впадине Предуральского прогиба, где развита мощная терригенная толща турнейского возраста, глинистые пачки в основании последней.

Турнейский комплекс

Комплекс содержит залежи нефти и газа в песчано-алевритовых и карбонатных пластах. В турнейской терригенной толще Верхне-Печорского района на глубинах 900—1200 м выявлен ряд мелких нефтяных и газоконденсатных залежей на Джебольской, Северо-Мылвинской, Ягтыдинской и Троицко-Печорской площадях. Нефти очень легкие (0,803—0,837 г/см³), слабосернистые и сернистые (0,13—0,58%), парафинистые (2,0—4,3%), с высоким содержанием бензиновых фракций (до 200° С выкипает 25,0—45,0%). На Джеболе вскрыты газоконденсатные залежи. Газ содержит азота 2,9—3,9%, углекислого газа 0,1%, метана 78,8—83,5%, тяжелых углеводородов 12,8—17,8%. Выход конденсата при давлении в сепараторах 60 кгс/см² составляет 25—33 г/см³, газоконденсатный фактор

30 000—40 000 м³/т. Коллекторские свойства песчаников низкие. Пористость, как правило, менее 10% (в единичных образцах 17—18%). Большинство малопористых образцов непроницаемы, а в остальных проницаемость меняется от 6 до 80—90 мД, редко достигая 20 мД. Практически все залежи нефти и газа приурочены к головам выклинивающихся вверх по восстанию прослоев песчаников, заключенных в толще глин, и относятся к типу литологически ограниченных.

Карбонатные отложения турнейского яруса в восточной части Ижма-Печорской впадины содержат продуктивные горизонты на структурах Мичаю-Пашнинской зоны (Пашнинская и Северо-Савиноборская структуры) и, вероятно, связаны с закарстованными известняками поверхности размыва. Залежи, возможно, сводовые. Промышленный приток получен на Северо-Савиноборском месторождении.

Воды терригенного турне меняются от совершенно пресных (0,4—0,6 г/л) до крепких метаморфизованных рассолов (187—240 г/л).

Визейский комплекс

В средневизейской песчано-глинистой толще (аналоги бобриковского горизонта) нефтегазоносность песчаников установлена на Омра-Сойвинском поднятии и структурах Печоро-Кожвинского мегавала. На Нижнеомринском месторождении песчаники с глубины 245—247 м насыщены нефтью плотностью 0,958 г/см³, сернистой (0,90%), практически не содержащей бензиновых фракций. На Покчинской площади с глубины 418—429 м получена также тяжелая (0,936 г/см³) сернистая (0,99%) парафинистая (3,1%) нефть с содержанием выкипающих до 200° С фракций 3,8%. В южной части Печоро-Кожвинского мегавала пропитанные битумом песчаники выходят на поверхность в своде Войской антиклинали и залежи нефти выявлены на Худоиольской, Югидской, Южно-Лиственичной, Печоро-Городской, Песчанской и Аранецкой структурах. На Худоиольской структуре из интервалов 150,5—263,5 и 273—279 м в скв. 151 из песчаников яснополянского надгоризонта получена тяжелая (0,983—0,988 г/см³), смолистая (18,0—21,0%), сернистая (1,33%), слабопарафинистая (1,1%) нефть. На Югидской структуре из этих же песчаников с глубины 550 м получена нефть плотностью 0,938—0,950 г/см³.

Уменьшение плотности нефти с глубиной наблюдается и в цепочке структур Печорогородской зоны. Здесь на Южно-Лиственичной площади (глубина 650 м) получен приток нефти плотностью 0,982 г/см³, сернистой (1,31%), смолистой (17,2%), беспарафинистой (0,4%) близкой по свойствам к худоиольской нефти. На Печоро-Городской структуре (глубина 1000 м) получена сернистая (1,15%) нефть плотностью 0,940 г/см³ и выявлена небольшая залежь газа в кровле песчаников. На Песчанской структуре нефть более легкая (0,895 г/см³), сернистая (1,05%), парафинистая (2,3%), смолистая (12,9%), содержание бензиновых фракций 18%. На еще

более погруженной Аранецкой структуре (глубина 2280 м) получена легкая нефть (0,842 г/см³), содержащая 3,0% парафина, 7,4% смолы, 0,66% серы и 29% фракций, выкипающих до 200° С. Пластовое давление в залежи 244 кгс/см², давление насыщения 240,5 кгс/см², т. е. нефть почти полностью насыщена газом. Газовый фактор 210,0 м³/т, температура в пласте 42,9° С. Все залежи в средневизейских песчаниках кроме Югидской, небольшие. Большинство из них лишь представляют собой остатки ранее существовавших залежей. О разрушении залежей в визейских песчаниках свидетельствуют многочисленные нефтепроявления в вышележащих трещиноватых известняках и доломитах визейского яруса и перми. Коллекторские свойства песчаников яснополянского надгоризонта высокие, пористость достигает 25%, а проницаемость 275 мД.

В кавернозных доломитах окского и серпуховского надгоризонтов, залегающих под ангидрито-доломитовой покрышкой окского надгоризонта, выявлены залежи легкой нефти на Усинской и Южно-Шапкинской структурах. Нефти с невысоким газовым фактором, низким давлением насыщения и плотностью 0,86 и 0,81 г/см³.

Воды яснополянского подгоризонта имеют минерализацию от 15 до 128 г/л и сравнительно невысокую степень метаморфизации: $\left(\frac{r\,Na}{r\,Cl}=0{,}72—0{,}80\ \frac{r\,Cl-r\,Na}{r\,Mg}=1{,}70—2{,}62\ \frac{Cl}{Br}=232—233\right)$, свидетельствующую о недостаточно хорошей гидрогеологической закрытости этих отложений. Отмечается увеличение минерализации вод с глубиной. Дебиты скважин достаточно высоки, так как песчаники имеют хорошие коллекторские свойства. Поскольку песчаники яснополянского надгоризонта залегают без глинистого раздела на турнейских известняках, в свою очередь сообщающихся с верхнедевонскими, то, вероятно, и воды этих отложений имеют непосредственную связь между собой.

Среднекаменноугольно-нижнепермский комплекс

В нижнепермских, верхне- и среднекаменноугольных карбонатах и терригенно-карбонатных отложениях нефтегазопроявления и промышленные залежи выявлены в юго-восточной части Ижма-Печорской впадины, в Верхнепечорской впадине Предуральского прогиба, в Денисовской впадине, в южной части Хорейверской впадины и на Колвинском мегавале. Нефтегазоносны пористые и трещиноватые разности известняков и доломитов. На юге Ижма-Печорской впадины нефтеносны артинские и кунгурские известняки Пашнинского и Северо-Савиноборского месторождений. На Северо-Савиноборской площади получен слабый приток тяжелой нефти (0,90 г/см³). На Пашнинской структуре выявлена значительная по размерам залежь нефти плотностью 0,873—0,902 г/см³ с содержанием парафина 0,7—2,5%, серы 0,58—1,51%, смолы 8,9—11,9% и бензиновых фракций, выкипающих до 200° С, 14,0—20,5%. Пластовое давление на Пашне в скв. 69/2 составляет 93,8 кгс/см², давле-

ние насыщения 42,5 кгс/см², газовый фактор 14,1 м³/т. Средняя пористость известняков 12—14,0%.

В южной части Верхнепечорской впадины на Восточно-Палью-ской площади в скв. 506 из кунгурских известняков с глубины 884—906 м получены притоки легкой нефти (0,816—0,844 г/см³), парафинистой (1,6—2,2%), слабосернистой (0,39—0,56%), смолистой (3,4—5,4%), с большим выходом фракций, выкипающих до 200° С (39,6—27,5%), с высоким газовым фактором. На Курьинской структуре из артинских известняков и плотных известковистых аргиллитов получены притоки газа дебитами от нескольких тысяч до 100 тыс. м³/сут и более. Пористость коллектора измеряется единицами процентов (средняя 3—4%) и проницаемость — долями миллидарси. Пластовое давление на глубине 820 м составляет 132 кгс/см². Покрышкой служат ангидриты кунгура. Газ метановый (84,8—93,5%), с содержанием гомологов метана от 4,3 до 9,3% и азота 1,6—7,8%. В известняках филипповской свиты кунгура среди ангидритов выявлена также газовая залежь с пластовым давлением в 65 кгс/см² на глубине 760—790 м.

На Рассохинской площади ограниченные по размерам литологические залежи выявлены в пермско-каменноугольных карбонатных и верхнеартинских терригенно-карбонатных отложениях на глубинах 1200—2000 м. Газ азотно-метановый, он почти не содержит конденсата. Покрышкой для артинской залежи служат ангидриты кунгура, для нижележащей залежи — глины верхнеартинского возраста. Коллекторы выдержаны по площади.

В северной части Верхнепечорской впадины выявлено крупнейшее Вуктыльское газоконденсатное месторождение. Газонасыщенными являются карбонатные породы от подошвы кунгура до визе включительно, слагающие ядро крупной антиклинальной складки. Этаж газоносности превышает 1400 м. Кровля залежи вскрыта на глубине 2180 м пробуренными в контуре газоносности скважинами. Газоводяной контакт проводится условно на отметке минус 3316 м. Пластовое давление в своде складки на глубине 2200 м 342 кгс/см². Газ Вуктыльского месторождения метановый (74,6%), с повышенным содержанием метана и более тяжелых его гомологов (10,2%), а также азота (4,4%). Пористость нижнепермских известняков составляет от долей процента до 2—3% и редко достигает 6—7%. Среднекаменноугольные известняки более чистые, пористость их достигает 24% (в среднем 12—14%). Абсолютно свободные дебиты скважин измеряются 2—5 млн. м³/сут. В каждом кубометре газа содержится 500 см³ стабильного конденсата плотностью 0,728 г/см³. Сохранность газовой залежи обеспечивается мощной гипсо-ангидритовой толщей кунгурского яруса.

На Усинском месторождении Колвинского мегавала из нижнепермских, верхне- и среднекаменноугольных известняков с глубины 1100—1409 м получена тяжелая нефть плотностью 0,971—0,976 г/см³, смолистая (21,7—24,2%), сернистая (1,66—2,05%), беспарафиновая (0,1—0,3%), с низким содержанием бензиновых фракций (до

200° С выкипает 2,8—8,0%). Коллектором являются трещиноватые и участками выщелоченные до карбонатной муки известняки пористостью от нескольких процентов до 25—30%. Залежь массивного типа, дебиты скважин при глубиннонасосной эксплуатации достигают 40 т/сут. В Денисовской впадине установлены залежи нефти, газа и конденсата на Шапкинской, Южно-Шапкинской и Лаявожской структурах в нижнепермско-каменноугольных известняках, залегающих на глубинах 1700—2250 м. Нефть легкая (0,840 г/см³), малосернистая (0,41%), парафинистая с высоким газовым фактором и давлением насыщения равным пластовому. Залежи сводовые с газовыми шапками.

В Большесынинской впадине Предуральского прогиба получены первые нефтепроявления при бурении параметрической скв. 1 Сыня из карбонатных отложений нижней половины артинского яруса (глубина 3485—3505 м). Нефть тяжелая (0,917 г/см³), малосмолистая, малосернистая (0,37%), с большим содержанием масел и асфальтенов и низким содержанием бензиновых фракций (4%).

Небольшая залежь газа в песчаниках кунгурского яруса установлена на Аранецкой площади. Отмечено также нефтенасыщение нижнепермско-каменноугольных известняков на Среднемакарихинской и Салюкинской структурах в Хорейверской впадине. Покрышками для залежей в пермско-каменноугольных карбонатах служат, как правило, более плотные пласты внутри толщи и широко развитая карбонатно-глинистая артинская толща.

Минерализация пластовых вод комплекса в зависимости от глубины залегания и степени гидрогеологической закрытости от 0,1 до 256,8 г/л, степень метаморфизации также разная. В сильно закарстованных районах Омра-Сойвинского поднятия дебиты воды отдельных источников и скважин достигают нескольких тысяч кубометров в сутки. Водоупором служат обычно гипсово-ангидритовые толщи, загипсованные и плотные глинистые породы кунгурского яруса или глинистые отложения верхней перми. Восполнение запасов пластовых вод происходит за счет инфильтрации вод в области выходов карбонатных пород карбона и перми по западному борту Печорской впадины и Тиману, на Западном склоне Урала, Печоро-Кожвинском мегавалу и гряде Чернышева.

Верхнепермско-триасовый комплекс

В верхнепермских терригенных отложениях залежи легкой и тяжелой нефти установлены на Вельюской, Лемьюской, Мичаюской, Савиноборской и Исаковской площадях в Ижма-Печорской впадине, на Усинской структуре Колвинского мегавала, небольшие газовые залежи с нефтяными оторочками встречены на структурах Печоро-Кожвинского мегавала и газовая залежь — на Василковской структуре Шапкина-Юрьяхинского вала. Песчаники верхнепермских отложений литологически изменчивы, пористость и про-

ницаемость варьирует в широких пределах. Наиболее пористы песчаники на Тэбук-Савиноборской и Лемью-Ираельской площадях Ижма-Печорской впадины, где средние значения пористости достигают 21,5—23,0%. На структурах Печорогородской зоны и Колвинского мегавала средняя пористость песчаников составляет 17,6—17,8%. В отдельных образцах проницаемость достигает 2,5 и даже 5,0 Д. Сохраняется общая тенденция к облегчению нефтей по мере приближения залежей к Предуральскому прогибу.

В Ижма-Печорской впадине нефтеносность приурочена к регионально развитой песчаной пачке в основании казанского яруса (глубина 450—850 м). Нефти преимущественно плотностью 0,85—0,91 г/см^3, с содержанием серы от 0,6 до 2% и парафина 0,7—2,8%. Залежи литологически ограниченного типа. На Усинском месторождении песчаники верхней перми нефтенасыщены густой, практически нетекучей нефтью в интервале глубин 1047—1120 м. На Печоро-Городской, Печоро-Кожвинской, Аранецкой площадях в верхней перми вскрыты небольшие залежи литологического типа. Плотность нефти 0,87 г/см^3, содержание серы менее 1%.

На Василковской структуре промышленный приток газа дебитом 335 тыс. м^3/сут с небольшим количеством конденсата получен в интервале 1797—1743 м из песчаников верхней перми. Перфорировано всего 12 м газоносных песчаников. Выше в разрезе до глубины 1480 м выделяется еще несколько газоносных пластов, а общая эффективная мощность песчаников составляет около 60 м.

В последнее время прямые нефтегазопроявления установлены и в отложениях мезозоя. На Шапкинской площади Денисовской впадины в интервале глубин 1135—1146 м получен фонтан газа из базального пласта песчаников в основании триаса. Песчаные коллекторы залегают в виде не выдержанных по площади пластов среди непроницаемых глин и алевролитов в отложениях верхнего триаса, средней и верхней юры и мела и достигают мощности 100 м. На ряде площадей Нарьян-Марская, Шапкинская, Усинская, Аранецкая ранее отмечались незначительные проявления газа в виде выбросов и разгазирования глинистого раствора при бурении скважин. Газы углеводородные, содержание метана достигает 95,5%. Коллекторские свойства песчаников высокие — пористость до 20—30%, проницаемость от 100 до 3000 мД. Промышленное скопление газа в мезозойских отложениях вследствие их слабой изученности пока встречено только на Шапкинской структуре.

Воды верхнепермских и триасовых отложений характеризуются большой пестротой химического состава в зависимости от глубины залегания водоносного горизонта и его положения относительно области питания. На структурах Печоро-Городской зоны воды верхнепермских отложений имеют минерализацию 37—65 г/л и в достаточной степени метаморфизованы. Учитывая линзовидный характер песчаников верхней перми и триаса, затрудняющий циркуляцию пластовых вод, можно рассчитывать, что в районах

наибольшего погружения этих отложений в прогибах могут быть встречены участки с застойным режимом вод, благоприятным для формирования и сохранения залежей нефти и газа.

В заключение можно сделать следующие выводы.

1. В разрезе Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции выделяется семь нефтегазоносных комплексов, представляющих собой самостоятельные гидродинамические системы.

2. Пластами-коллекторами служат как терригенные, так и карбонатные породы, распространенные во всех четырех системах палеозоя, а также в мезозойских отложениях. Наилучшими коллекторами являются поддоманиковые терригенные отложения девона (песчаники), коллекторские свойства которых, однако, ухудшаются с увеличением глубины их залегания. Ухудшение коллекторских свойств при одних и тех же глубинах залегания происходит также по площади в сторону Предуральского прогиба.

Основные коллекторы в карбонатной толще верхнего девона приурочены к региональным и местным стратиграфическим несогласиям, к регрессивным ритмам осадконакопления, а также к рифогенным образованиям и в ряде случаев также характеризуются весьма высокими коллекторскими свойствами. Присутствуют коллекторы гранулярного (доломиты), трещинного и кавернозного типов.

Коллекторы в терригенных и в карбонатных породах нижней перми Предуральского прогиба смешанные, трещинные, кавернозные и гранулярные, их коллекторские свойства непостоянны. В Ижма-Печорской впадине это кавернозные доломиты и известняки с более выдержанными коллекторскими свойствами. Отложения верхней перми в Ижма-Печорской впадине содержат пористые коллекторы. В направлении Предуральского прогиба коллекторские свойства пород верхней перми также ухудшаются за счет глинизации.

3. Покрышками для нефтегазовых залежей служат слабопроницаемые породы — аргиллиты, глины, глинистые известняки, каменная соль, гипсы и ангидриты.

4. Пространственное распространение и степень выдержанности как нефтегазоносных толщ, так и пластов-покрышек неодинаковые, однако основные нефтегазоносные толщи имеют широкое площадное развитие и региональную нефтегазоносность. Локально развита терригенная толща турнейского яруса.

5. Физическое состояние углеводородов разнообразно — от асфальтита до сухого метанового газа, обогащенного гелием. Наблюдается определенная вертикальная зональность в распределении типов флюидов. В целом происходит общее уменьшение плотности нефтей с глубиной.

6. Наиболее распространены пластовые сводовые, литологически ограниченные, структурно-стратиграфические и массивные залежи. Основные запасы приходятся на массивные, пластово-массивные, сводовые и структурно-стратиграфические залежи. По типу флю-

идов это залежи газовые с нефтяными оторочками непромышленного значения, газонефтяные, нефтяные недонасыщенные газом, газоконденсатные.

7. Минерализация пластовых вод практически всех водоносных комплексов возрастает с увеличением глубины залегания вмещающих отложений и зависит от близости к областям современного питания.

На большей части Тимано-Печорской провинции, за исключением осевой части и восточного склона Тимана, в поддомаников ых отложениях девона, в силуре, песчаниках седьмольской серии и метаморфических сланцах содержатся рассолы хлоркальциевого типа, характерные для гидрогеологических зон весьма затрудненного водообмена, благоприятных для образования и сохранения залежей нефти и газа.

Воды в верхнедевонских, каменноугольных и пермских отложениях имеют застойный характер лишь в значительно погруженных частях Печорского и Большеземельского артезианских бассейнов.

Пластовые воды всех водоносных комплексов, как правило, недонасыщены растворенными газами (за исключением газонефтяных месторождений Ижма-Омринского района и Печоро-Городской зоны).

Значительная роль в формировании пластовых вод девонских отложений, особенно поддомаников ых, принадлежит седиментационным водам, отжимавшимся в пласты-коллекторы в процессе уплотнения глинистых и глинисто-карбонатных осадков при их постепенном погружении и захоронении под толщей более молодых отложений.

В основных песчаных коллекторах продуктивных поддомаников ых отложений девона движение пластовых вод в девонское, каменноугольное и пермское время было направлено из наиболее погруженных осевых частей девонской впадины, располагавшейся в районе современной Печорской тектонической гряды и севера Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба, к юго-западному и северо-восточному бортам впадины, в сторону меньших пластовых давлений.

ОПИСАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

К настоящему времени в Тимано-Печорской провинции открыто большое количество нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений и залежей промышленного значения и установлено широкое распространение нефтегазопроявлений и скоплений углеводородных флюидов непромышленного характера как по разрезу осадочного чехла, так и по площади (рис. 29).

Ниже приводится описание лишь наиболее характерных месторождений и залежей.

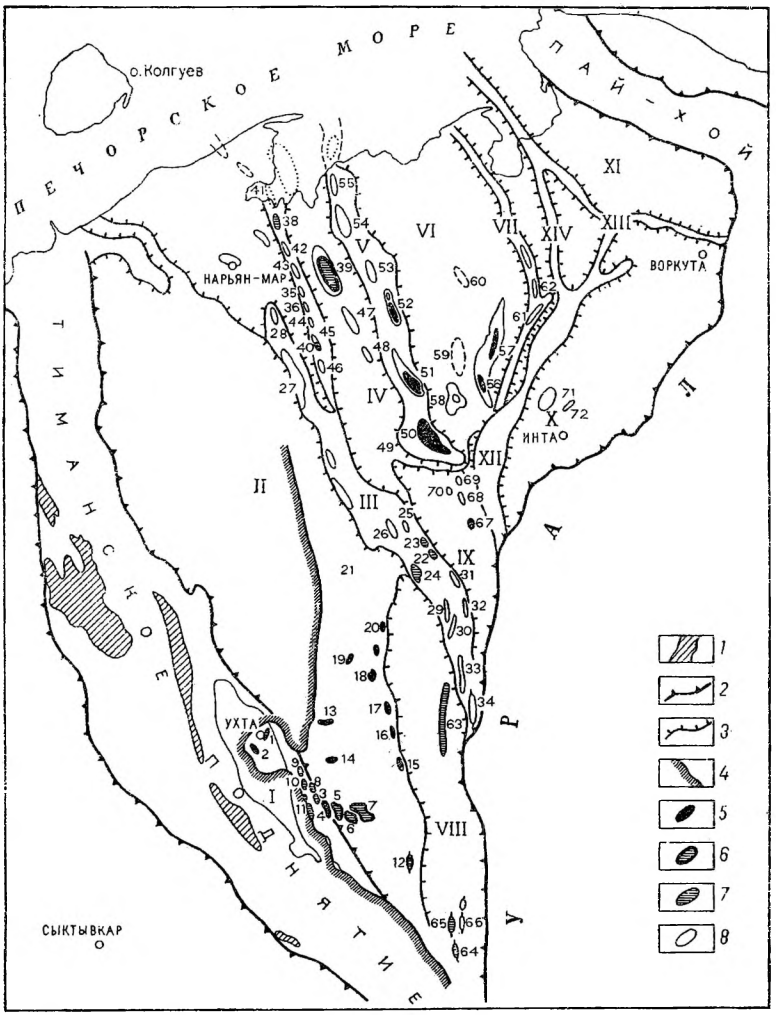


Рис. 29. Схема размещения месторождений и перспективных структур Тимано-Печорской провинции.

1 — выходы на поверхность метаморфических сланцев рифейского фундамента Тимана; *2* — границы Тимана, Урала и Пайхоя; *3* — границы основных тектонических элементов по отложениям верхнего палеозоя; *4* — западная граница распространения терригенных отложений среднего девона; *5* — нефтяные месторождения; *6* — газонефтяные месторождения; *7* — газовые и газоконденсатные месторождения; *8* — наиболее перспективные структуры, подготовленные сейсморазведкой к бурению; *I* — Тиманское поднятие: месторождения: *1* — Чибьюское; *2* — Ярегское; *3* — Седьиольское; *4* — Войвожское; *8* — Северо-Седьиольское; *9* — Нямедское; *10* — Кушкоджское; *11* — Западно-Изкосьгоринское; *II* — Ижма-Печорская платформенная впадина: месторождения: *5* — Нибельское; *6* — Верхнеомринское; *7* — Нижнеомринское; *12* — Джебольское; *13* — Западно-Тэбукское; *14* — Джьерское; *15* — Пашнинское; *16* — Восточно-Савиноборское; *17* — Северо-Савиноборское; *18* — Мичаюское; *19* — Лемьюское; *20* — Исаковское; *21* — Лузское; *III* — Печоро-Кожвинский мегавал (Печорская тектоническая гряда): месторождения: *22* — Печоро-Го-

родское; *23* — Печоро-Кожвинское; *24* — Кыртаиольское; перспективные структуры: *25* — Южно-Лиственичная; *26* — Южно-Лыжская; *27* — Среднешапкинская; *28* — Выдшорская; *29* — Западно-Соплясская; *30* — Войская; *31* — Аранецкая; *32* — Переборская; *33* — Еджид-Кыртинская; *34* — Югид-Вуктыльская; *IV* — Денисовская платформенная впадина: месторождения: *35* — Шапкинское; *36* — Южно-Шапкинское; *38* — Василковское; *39* — Лаявожское; *40* — Верхнегрубешорское; перспективные структуры: *41* — Кумжинская; *42* — Ванейвисская; *43* — Северо-Шапкинская; *44* — Серчейюская; *45* — Пашшорская; *46* — Юрьяхинская; *47* — Командиршорская; *48* — Мишваньская; *49* — Верхнелодминская; *V* — Колвинский мегавал: месторождения; *50* — Усинское; *51* — Возейское; *52* — Харьягинское; перспективные структуры: *53* — Северо-Харьягинская; *54* — Ярейюская; *55* — Хыльчуюская; *VI* — Хорейверская платформенная впадина: месторождения: *56* — Среднемакарихинское; *57* — Салюкинское; перспективные структуры: *58* — Баганская; *59* — Веякская; *60* — Колвависская; *VII* — Варандейский и Хоседаюский валы; перспективные структуры; *61* — Хоседаюская; *62* — Хосолтинская; впадины Предуральского прогиба: *VIII* — Верхнепечорская: месторождения: *63* — Вуктыльское; *64* — Курьинское; *65* — Рассохинское; *66* — Пачгинское; *IX* — Большесынинская: месторождения: *67* — Южно-Сынинское; перспективные структуры: *68* — Сынинская; *69* — Пыжъельская; *70* — Нитчемьюская; *X* — Косью-Роговская; перспективные структуры; *71* — Кочмесская; *72* — Среднекочмесская; *XI* — Коротаихинская; *XII* — гряда Чернышева; *XIII* — гряда Чернова; *XIV* — гряда Гамбурцева.

Месторождения Южного Тимана и Ижма-Печорской платформенной впадины

Месторождения нефти и газа этих двух крупных смежных тектонических элементов провинции приурочены в основном к поддоманиковым отложениям девона, тесно связаны между собой постепенным характером изменения геологического разреза, приуроченностью к единому артезианскому бассейну и общностью условий формирования.

Ярегское нефтяное месторождение

Месторождение расположено на самом высоком гипсометрическом уровне в Тимано-Печорской провинции и имеет весьма сложное геологическое строение. То обстоятельство, что оно разрабатывается шахтным способом, позволяет наблюдать не только картину распределения нефти и газа в разрезе, но и многие процессы движения нефти непосредственно в нефтяном пласте.

В геологическом строении месторождения принимают участие докембрийские, девонские и четвертичные отложения. В основании залегают интенсивно дислоцированные, метаморфизованные терригенные породы — рифейские серицито-хлоритокварцевые сланцы. Кора выветривания сланцев представлена менее крепкими разностями. Глубже это скальный монолит, с хорошо выраженными радиальными трещинами. Вскрытая мощность сланцев 641,5 м. Эти комплексы подверглись воздействию древних кислых интрузий, что обусловило появление в сланцах новых минеральных образований, в том числе и радиоактивных. Выщелачивание радиоактивных веществ привело к образованию месторождения радиоактивных вод в сланцах типа трещинных рассолов с растворенными в них метаном, азотом, углекислотой, гелием, радоном, аммиаком. На эродированной поверхности метаморфических сланцев несогласно и трансгрессивно лежат базальные отложения среднего девона.

В нижней части они представлены III нефтяным пластом мощностью около 30 м, а в кровле — надпластовой глинисто-аргиллитовой пачкой, содержащей прослойки тонкозернистых битуминозных песчаников и алевролитов. Мощность надпластовой пачки 6—12 м. Выше залегает туффито-диабазовая толща мощностью около 40 м.

На туффито-диабазовой толще несогласно залегают пашийские слои нижнефранского подъяруса верхнего девона. Пашийские слои представлены глинами и аргиллитами с редкими и маломощными линзами и прослоями песчаных пород. В кровле этих слоев залегает II песчаный пласт, нефтеносный на соседнем Чибьюском месторождении, где он содержит легкую нефть.

Пашийские слои сменяются выше преимущественно глинистыми отложениями кыновско-саргаевского возраста мощностью около 100 м. В средней части их расположен песчано-глинистый пласт А мощностью около 10 м. В пределах Яреги он обводнен. Иногда в трещинах пласта содержится нефть плотностью 0,883 г/см^3 непромышленного значения. В верхней части этих отложений выделяется песчаный пласт I, эродированный в сводовой части складки. На крыльях он содержит небольшую по запасам залежь легкой нефти плотностью 0,887 г/см^3, близкую по свойствам к нефти пласта А. Глубина залегания пласта на Лыа-Иольском участке составляет 35—50 м.

Залегающие выше осадки четвертичной системы представлены главным образом суглинками с линзами песков, валунов и гравия, а также аллювиальными образованиями древних и современных речных потоков. Мощность четвертичных отложений до 26 м.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к асимметричной брахиантиклинальной складке северо-западного простирания. Северо-восточное крыло шире и положе (1—2°), юго-западное круче (до 3°). Структура состоит из трех куполовидных поднятий (рис. 30) северо-западного простирания. Северная периклиналь сильно разбита дизъюнктивными нарушениями. По ее западной части проходит сброс амплитудой свыше 100 м. В настоящее время нефтяными шахтами разрабатывается залежь северного поднятия.

Шахтная разработка показала, что основным типом нарушений являются радиальные крутопадающие дизъюнктивные дислокации. На каждые 25 м подземных выработок приходится одна тектоническая трещина. Трещинами структура разбита на множество блоков, образующих в плане сложную мозаику. Трещины зияющие и выполненные глиной, рыхлым песком или минеральными жилами (кремнеземом, карбонатными породами, озокеритом), амплитуды смещения от 1 мм до 2 м. Более крупные нарушения сопровождаются зонами дробления и микротрещиноватостью, а смещения крыльев достигают 20 м по вертикали. В нарушениях, секущих весь разрез, амплитуда возрастает с глубиной, и по кровле метаморфических сланцев она в 2—3 раза больше, чем по кровле

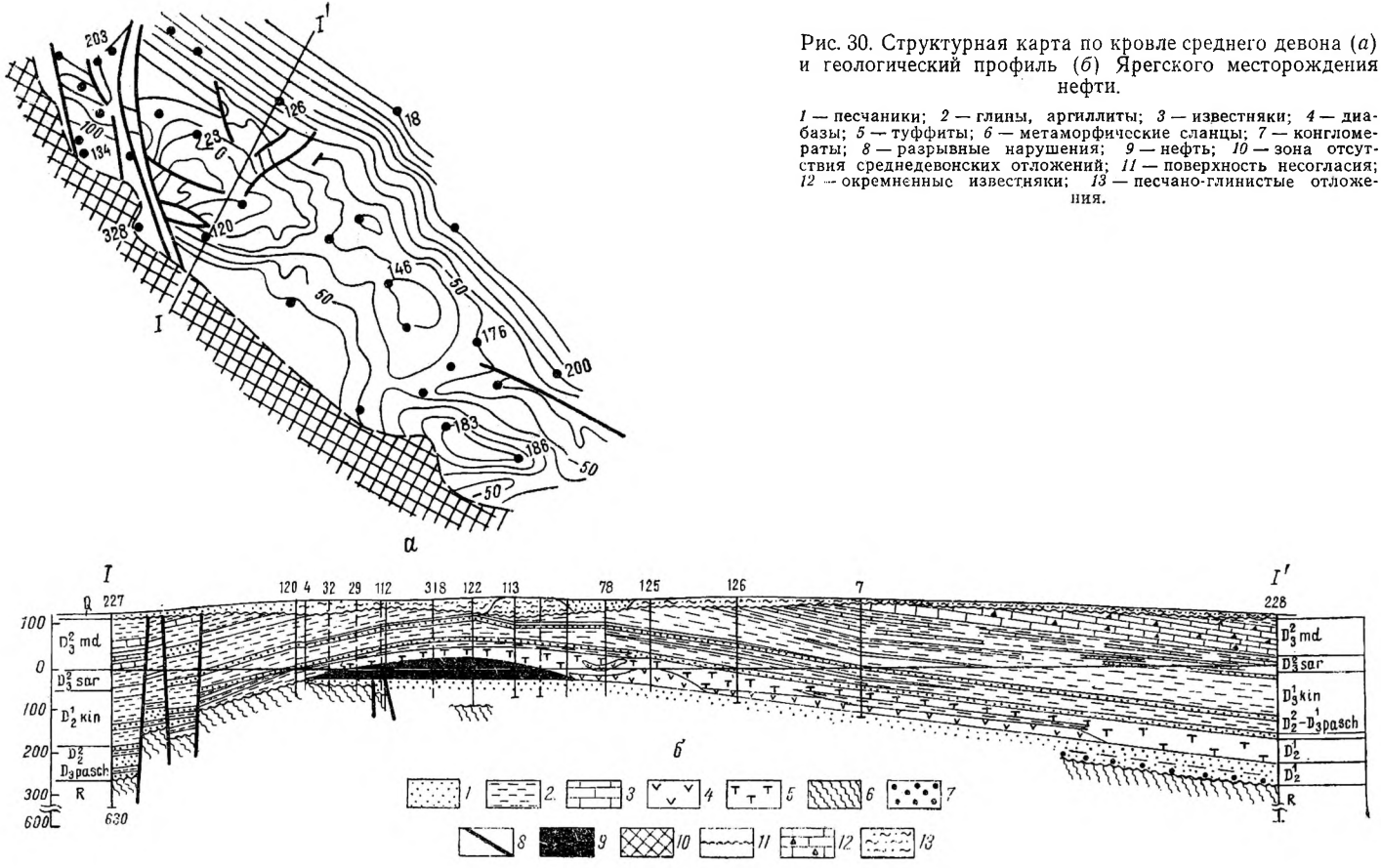


Рис. 30. Структурная карта по кровле среднего девона (*а*) и геологический профиль (*б*) Ярегского месторождения нефти.

1 — песчаники; *2* — глины, аргиллиты; *3* — известняки; *4* — диабазы; *5* — туффиты; *6* — метаморфические сланцы; *7* — конгломераты; *8* — разрывные нарушения; *9* — нефть; *10* — зона отсутствия среднедевонских отложений; *11* — поверхность несогласия; *12* — окремненные известняки; *13* — песчано-глинистые отложения.

III пласта. Сбросы чередуются со взбросами, как и горсты с грабенами. В направлении от центральных к периферийным участкам структуры смещения принимают более выдержанный ступенчатый характер. Трещины имеют протяженность от нескольких метров до нескольких километров. Коллектор III пласта разбит на блоки, нередко несколько изолированные глиной на притертых стенках трещин.

Основным промышленным объектом является III пласт среднего девона. Он представлен чередующимися кварцевыми песчаниками, аргиллитами, алевролитами и конгломератами, преобладают кварцевые песчаники с зернами 0,25—0,05 мм. Конгломератовидные разности характерны для кровли и подошвы пласта. Внутрипластовые аргиллиты и алевролиты залегают в песчанике в виде линз и прослоев мощностью от долей миллиметра до 10 м и более. Есть участки, где почти половину мощности нефтеносной части пласта составляют непроницаемые аргиллиты и почти непроницаемые алевролиты. Аргиллиты светло-серые, сухие, с частыми остатками обугленной флоры, без всяких признаков битуминозности. Алевролиты обычно содержат следы нефти. Часто эти прослои служат непроницаемыми преградами, не допускающими выравнивания нефтенасыщенности. В связи с этим встречаются и слабонасыщенные нефтью песчаники, и участки с аномально высокой газонасыщенностью (газовые карманы).

Коллекторские свойства III пласта хорошие. Пористость более 70%, проницаемость свыше 1000 мД, однако встречаются прослои песчаника проницаемостью в сотни и даже единицы миллидарси. Средняя пористость 14—15%, пределы изменения пористости от 3,5 до 33,5%. Трещиноватость пород значительно улучшает коллекторские свойства. Некоторые тектонические трещины сопровождаются серией мелких сколов, создающих околотрещинную зону дробления преимущественно с висячего бока трещины. Эти зоны дробления с примыкающими к ним рыхлыми песчаниками обладают особенно высокими коллекторскими свойствами.

Базальный III пласт в пределах Ярегского месторождения содержит огромную залежь тяжелой нефти, резко отличающуюся по своим свойствам от большинства других известных нефтей Тимано-Печорской провинции.

По А. П. Желудеву (1954) ярегская нефть имеет следующую среднюю характеристику по 42 исследованным образцам: d_4^{20} — 0,941 г/см^3, вязкость 5200 сПз (при 100° С кинематическая вязкость 24,71), содержание акцизных смол 67,0%, парафина 0,4%, асфальтенов 2,36%, серы 1,11%, выкипает до 300° С 15,8%. Групповой состав дистиллятной части: метановых 21,15%, нафтеновых 45,6%, ароматических 33,25%. Таким образом, ярегская нефть является нафтеново-ароматической, тяжелой, сернистой, беспарафинистой.

К приподнятым участкам месторождения (шахта 3) приурочены наиболее легкие нефти. Самая тяжелая нефть встречена в шахте 2.

Дифференциация нефти по плотности происходит не только в зависимости от структурного положения участка, но и по вертикальному разрезу пласта: к подошве нефтеносного пласта нефть становится более тяжелой.

Многими скважинами вблизи ВНК вскрывалась очень вязкая и тяжелая (более 0,95 г/см^3) нефть, которая практически не дренируется. Зона такой вязкой (мертвой) нефти имеет в отдельных случаях мощность до 10—15 м, и ее образование, по-видимому, связано не только с дифференциацией нефти по плотности, но и с окислительным воздействием на нефть подстилающей пластовой воды, отличающейся повышенной радиоактивностью.

В нефтенасыщенных песчаниках III пласта как внутри контура ВНК, так и далеко за его пределами встречаются включения асфальтитов.

Глубинные пробы нефти для определения растворенного в ней газа не отбирались. При пересчете запасов нефти по Ярегскому месторождению в 1956 г. А. И. Ечеистовым средний коэффициент растворимости для газа был принят равным 0,43 м^3 в 1 м^3 нефти на 1 кгс/см^2 увеличения давления. При начальном пластовом давлении 13 кгс/см^2 в каждом кубометре нефти должно было содержаться в растворенном виде 5,6 м^3 газа. По другим данным газонасыщенность нефти достигла 10—13 м^3/м^3. Такое количество растворенного газа при пластовом давлении 13 кгс/см^2 и температуре 6° С, соответствует полному насыщению нефти газом. В составе последнего содержится 1,1—3,7% углекислого газа, 0,9—3,1% азота и редких газов, 92,0—97,6% метана и 0,2—0,94% гомологов метана, т. е. газ является сухим, что полностью соответствует составу нефти, практически полностью лишенной легких фракций.

Газовой шапки над залежью нефти в III пласте нет, но обильные газопроявления при проходке и опробовании песчаников III пласта наблюдались в многочисленных скважинах, причем в некоторых случаях наблюдались дебиты до 60—100 тыс. м^3/сут. (скв. 258, 146 и другие на поле шахты 3). Особенно часто скопления свободного газа встречаются в местах наибольшего развития среди песчаников III пласта аргиллитовых прослоев, которые как бы являются дополнительными непроницаемыми покрышками, предохраняющими местные скопления газа от рассеивания за счет вертикальной миграции. Так, Б. Г. Болтенко, Б. А. Рожков пришли к выводу, что количество и величина газовых скоплений в III пласте в местах развития аргиллитовых прослоев увеличивается с глубиной. Г. И. Третьяков (1965) указывает на еще одну интересную закономерность: на шахте 2, где песчаники III пласта залегают на наиболее низких гипсометрических отметках, количество углеводородного газа, приходящегося на 1 т добытой нефти и выбрасываемого в атмосферу, составляло 225 м^3, т. е. превышало газовые факторы более высоких полей шахты 3 (122 м^3/т) и 1 (145 м^3/т).

Такое соотношение, по нашему мнению, объясняется тем, что на продвижение к забоям эксплуатационных скважин более тяжелой и вязкой нефти в шахте 2 (0,9453—0,9482 г/см³) расходуется большее количество пластовой энергии в виде растворенного газа, чем в шахтах 1 и 3 с несколько более легкими нефтями (шахта 1 0,938—0,939 г/см³ и шахта 3 0,936—0,937 г/см³). Всего с начала эксплуатации нефтяных шахт на 1 января 1973 г. при вентиляции выработок выброшено в атмосферу около 1 млрд. м³ газа. Газ, растворенный в пластовых водах, подстилающих нефтяную залежь, также характеризуется высоким содержанием метана и гелиеносностью при почти полном отсутствии тяжелых углеводородов. Газопроявления из водоносной части III пласта наблюдались при проходке и опробовании скважин как непосредственно под нефтяной залежью в пределах месторождения, так и далеко от контура нефтеносности на восточном крыле Ухтинского поднятия и его северной переклинали. Так, Г. И. Третьяков (1965) приводит анализы газа, отобранного из пластовой воды в скв. 9 Еджид и 20 Чибью (табл. 1).

Таблица 1

№ скв.	Дата отбора пробы	Состав газа, %			
		CO_2	CH_4	C_2H_6	N_2+редкие
20 Чибью	16/IX 1932 г.	2,93	94,61	Следы	2,46
	5/III 1933 г.	1,77	96,88	„	1,35
	8/V 1935 г.	2,22	95,75	0	2,03
9 Еджид	6/V 1931 г.	1,59	95,36	Следы	3,05
	30/V 1931 г.	1,50	94,72	„	3,78

По подсчетам П. А. Купцова и других (1935), в воде III пласта на восточном крыле Ухтинского поднятия между Ярегским месторождением и Ухтой в растворенном состоянии содержится до 15 млрд. м³ газа. Г. И. Третьяков (1965) склонен уменьшить эту цифру до 3—4 млрд. м³.

Коэффициент извлечения нефти из пор песчаника крайне низок. Исследованиями в подземных горных выработках установлено, что четкая граница нефти и воды в пласте отсутствует. Характерно наличие в подошве нефтенасыщенной части пласта смешанной водонефтяной (переходной) зоны. На шахте 3, где подземными выработками вскрыт весь разрез продуктивного III пласта и верхней части метаморфических сланцев, переходную зону можно наблюдать визуально. По данным В. С. Сукрушева, в стенках горных выработок отчетливо наблюдается постепенный переход от интенсивно нефтенасыщенного коричнево-бурого песчаника в верхней части пласта к коричневатому — битуминозному песчанику, посте-

пенно вниз по разрезу преобладают все более светлые тона, в нижней части пласта залегает серый промытый обводненный песчаник. Абсолютные отметки водонефтяного контакта колеблются в значительных пределах от минус 36 м в скв. 70 до минус 76,6 м в скв. 9, но в основном они близки к минус 50—65 м. Причиной значительных колебаний ВНК, по-видимому, является блоковое строение месторождения, различная в разных блоках интенсивность вертикальной миграции нефти по трещинам из III пласта в вышележащие горизонты или на дневную поверхность, а отсюда и разный уровень ВНК на разных участках.

Основываясь на отмеченном выше увеличении количества газопроявлений с глубиной, некоторые геологи пришли в свое время к выводу о поступлении газа в III пласт снизу из метаморфических сланцев. Однако эти факты проще объяснить тем, что при сложном чередовании отдельных прослоев песчаников III пласта с плотными и практически непроницаемыми аргиллитами образуется множество структурных, структурно-литологических и тектонически экранированных ловушек, которые постепенно заполнились газом, выделившимся из нефти при понижении пластового давления в процессе подъема свода Ухтинского поднятия и образовали как бы газовые карманы или включения в самом III пласте, сохранившиеся в течение длительного времени. Г. И. Третьяков (1965) обращает также внимание на еще одну особенность месторождения — широкое площадное и вертикальное распространение нефтегазопроявлений в песчаниках III пласта и метаморфических сланцах в виде примазок нефти и включений твердых битумов по трещинам и пропитывания песчаников нефтью. Особый интерес представляют нефтепроявления в скважинах на далеком восточном крыле Ухтинского поднятия. Например, в скв. 247, находящейся в 18 км от современного контура нефтеносности, более 13,7 м песчаника в верхней части III пласта являются битуминозными с выделением капельно-жидкой нефти.

Пропитывание нефтью песчаников III пласта отмечено также в скв. 254, в 12 км к востоку от контура нефтеносности Ярегского месторождения, скв. 213 и 299, расположенных соответственно в 15 и 19 км от контура, и в скв. 20 Чибью, находящейся в черте города Ухты. В этой скважине верхняя часть III пласта также несет следы остаточного нефтенасыщения, а вышезалегающие линзовидные песчаники II пласта пашийского горизонта содержат залежь легкой нефти.

Резкий запах бензина имеют песчаники нижней части III пласта мощностью 23 м в скв. 8 Седью, пробуренной в 17 км к юго-востоку от Ярегского месторождения и вскрывшей кровлю III пласта на отметке минус 580 м. В скв. 10 Седью, расположенной в 8 км к северо-западу от скв. 8 Седью, песчаники III пласта, вскрытые на глубине 504 м, также в темно-серый, почти черный цвет за счет остаточного нефтенасыщения, а при подъеме керна из III пласта на поверхность из них выделялись пузырьки газа.

В большинстве вышеуказанных скважин битуминозность и пропитывание песчаников III пласта нефтью наблюдается по всему пласту, что явно свидетельствует о связи этих нефтепроявлений с ранее существовавшей крупной залежью нефти, заполнявшей песчаники на всю мощность или большую ее часть.

Таким образом, песчаники III пласта сохранили слабую пропитанность нефтью гипсометрически намного ниже водонефтяного контакта Ярегского месторождения.

Многочисленные нефтепроявления в трещиноватых метаморфических сланцах фундамента на своде Ухтинского поднятия и его северной периклинали в виде примазок по трещинам густой нефти, слабого пропитывания нефтью кварцитовидных песчаников и включений твердого битума и асфальтита встречены многочисленными скважинами на различных гипсометрических отметках вплоть до минус 327 м, т. е. на 270 м ниже современного положения ВНК Ярегской нефтяной залежи. Такие нефтепроявления встречены в 60 скважинах из 260 пробуренных в пределах Центрального и Ярегского участков Водного промысла (северная часть Ухтинского поднятия) и в восьми скважинах на собственно Ярегском месторождении.

Газопроявления из трещиноватых зон метаморфических сланцев встречаются в скважинах не менее часто, чем нефтепроявления, в виде небольших скоплений свободного газа в ловушках тектонического происхождения и газа, растворенного в воде, насыщающей трещины и прослои кварцитовидных песчаников в метаморфических сланцах. На Водном промысле эксплуатационные скважины, пробуренные на метаморфические сланцы, обычно фонтанировали водой благодаря растворенному в ней газу, причем газовый фактор составлял 1 $м^3$ в кубометре воды, что при существующих пластовых давлениях и температуре соответствует полному насыщению воды газом. Многочисленные скопления свободного, в основном метанового, газа приурочены к Центральному участку Водного промысла, гипсометрически наиболее приподнятому на Ухтинском поднятии. После значительной дегазации участка Водного промысла фонтанирование воды в эксплуатационных скважинах прекратилось.

В пределах сводовой части Ухтинского поднятия нефтепроявления отмечены в песчано-алевролитовых породах пашийского и кыновского горизонтов.

Пашийский горизонт представлен мелко- и тонкозернистыми глинистыми разностями песчаников и алевролитов. На структурной террасе восточного крыла Ухтинского поднятия в основании пашийского горизонта встречено скопление грубозернистого песчано-гравийного материала (Чибьюское месторождение). Песчаники и алевролиты пашийского горизонта, выделяющиеся под названием II пласта, в своде Ярегского месторождения обычно битуминозны, но промышленных залежей нефти не содержат. Нефть, полученная в нескольких скважинах в виде малодебитных притоков

(скв. 44 и 46), оказалась тяжелой (0,947—0,948 г/см³), беспарафиновой, сернистой (0,99—1,0%), с содержанием акцизных смол в количестве 47—49%, с малым выходом легких фракций (до 200° С выкипает 1,4—1,5%; от 200 до 275° С — 4,5—4,7%; от 275 до 300° С — 8,8—9,0%; остаток 83,3—83,0%, остальное — вода и примеси). Только в скв. 206 на более погруженном Лыаельском участке из пашийских отложений получен небольшой перелив более легкой нефти (0,893 г/см³) с выходом фракций до 300° С 35,5%, содержанием серы 0,96% и акцизных смол 31,0%. Нефть плотностью 0,865—0,900 г/см³ содержится также в пашийском горизонте Чибьюского месторождения на восточном погружении Ухтинского поднятия.

В кыновских отложениях выделяются два прослеживающихся по площади песчано-алевролитовых пласта: пласт А, залегающий в средней части кыновского горизонта, и пласт I, размытый в своде поднятия и выделяющийся на восточном крыле Ухтинского поднятия. Отмечается нефтегазонасыщенность обоих пластов как тяжелой, так и относительно облегченной нефтью (0,901—0,870 г/см³ в пласте А и 0,880 г/см³ в пласте I), однако значительных промышленных скоплений в них не встречено.

Формирование Ярегского месторождения проходило, вероятно, по следующей схеме (рис. 31). Образование даже сохранившихся к настоящему времени запасов нефти Ярегского месторождения не могло произойти за счет органического вещества в среднедевонских и нижнефранских терригенных осадках, отложившихся на месте современного свода и восточного крыла Ухтинского поднятия в виде почти изолированного пятна площадью около 3000 км² при средней мощности 100—150 м.

Несомненно, что основная масса нефти и газа мигрировала в пределы Ухтинского поднятия из Верхнеижемского района и Печорской впадины через «песчаный пролив», соединяющий в районе Нямедской площади ухтинское пятно среднедевонских пород с расположенным восточнее полем регионального развития среднедевонских отложений. Остаточная нефтегазонасыщенность песчаных среднедевонских коллекторов в районе этого «песчаного пролива» в скважинах на Нямедской и Леккемской площадях является безусловным доказательством миграции нефти и газа по этим коллекторам в направлении наиболее гипсометрически приподнятого свода Ухтинского поднятия.

Палеогеологические и современные профили наглядно показывают, что Ухтинское поднятие в основном сформировалось в послеверхнепермское время. Ранее на месте современного Ухтинского поднятия существовала мульда, выполненная среднедевонскими и нижнефранскими отложениями и отделенная от регионального погружения слоев на восток относительно приподнятым валообразным поднятием, протягивающимся с севера на юг через Висскую, Ваньюскую и Южно-Айювинскую площади в район Нямеди. Естественно, что и миграция углеводородных флюидов к своду

Ухтинского поднятия могла начаться через Нямедский «песчаный пролив» только после того, когда Ухтинское поднятие оказалось гипсометрически достаточно приподнятым относительно этого прогиба, т. е. не раньше конца нижнепермского или начала триасового времени.

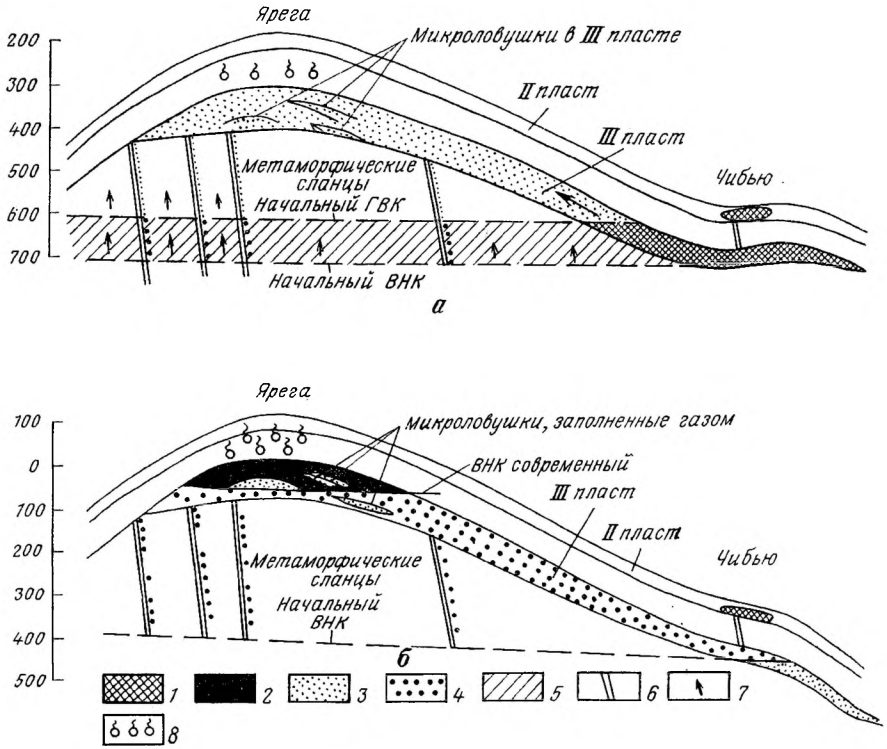


Рис. 31. Схема, иллюстрирующая последовательные этапы формирования Ярегского и Чибьюского месторождений.

а — положение газовой шапки и нефтяной оторочки в III пласте и метаморфических сланцах до начала дегазации Ярегского месторождения; *б* — современное положение Ярегской залежи тяжелой нефти и мелких скоплений газа в микроловушках; *1* — легкая нефть; *2* — тяжелая нефть; *3* — газ; *4* — остаточное нефтенасыщение в песчаниках и трещиноватых метаморфических сланцах; *5* — начальное положение нефтяной подушки в метаморфических сланцах; *6* — дизъюнктивные нарушения и трещины в метаморфических сланцах; *7* — направление движения нефтяной оторочки при сокращении объема газовой шапки; *8* — газовая шапка.

Образовавшаяся в своде Ухтинского поднятия газонефтяная залежь имела первоначально значительно более широкие контуры и этаж продуктивности, чем современная Ярегская залежь тяжелой нефти. Доказательством служит наблюдающееся на далеком погружении восточного крыла Ухтинского поднятия остаточное нефтенасыщение песчаников III пласта на полную мощность или на значительную ее часть (скв. 3 и 10 Седью, скв. 20 Чибью, скв. 247,

254, 213, 299 и др.), что возможно только при наличии в этих районах нефтяной залежи. На это же указывают и нефтепроявления в трещиноватых метаморфических сланцах на низких гипсометрических отметках. Поскольку песчаники III пласта залегают непосредственно на разбитом многочисленными трещинами массиве метаморфических сланцев фундамента, то образовавшаяся в своде Ухтинского поднятия газонефтяная залежь, несомненно, была массивной с единым уровнем водонефтяного и газонефтяного контактов в песчаниках III пласта и сообщающихся с ними трещинах метаморфических сланцев. Дифференциация газа, нефти и воды в своде Ухтинского поднятия происходила по гравитационному признаку: наиболее приподнятые участки песчаников III пласта были целиком заполненными газом, который практически полностью оттеснил воду из высокопористых (в среднем более 20%) и высокопроницаемых песчаников живетского яруса, а также из трещиноватых зон и кварцитовидных песчаников фундамента; ниже образовалась нефтяная оторочка (подстилающая газовую шапку нефтяная подушка), насыщенная растворенным газом, и еще ниже — пластовая вода, также содержащая растворенный газ.

При постепенном подъеме свода Ухтинского поднятия и соответствующем понижении пластового давления в формировавшейся залежи объем газовой шапки увеличивался как за счет расширения газа и выделения новых его порций из нефти, так и за счет поступления через Нямедский «песчаный пролив» новых дополнительных объемов нефти и газа из более погруженных участков Верхнеижемского района и Ижма-Печорской впадины. В результате этих процессов в своде Ухтинского поднятия образовалась огромная газонефтяная залежь. Об этаже этой палеозалежи можно судить достаточно уверенно по зафиксированным скважинами признакам остáточного нефтенасыщения в трещинах метаморфических сланцев фундамента на глубинах до 300 м ниже кровли последних. Учитывая мощность песчаников III пласта, местами превышающую 70 м, этаж существовавшей газонефтяной залежи определяется не менее чем в 370—400 м. Если же рассчитывать этаж нефтегазонасыщения по современному положению кровли нефтеносных песчаников III пласта и нефтенасыщению аналогичных песчаников в скв. 20 Чибью и скв. 8 Седью на абсолютных отметках до минус 80 м, то высота залежи определится цифрой близкой к 600 м. Однако последняя цифра может быть существенно завышена, так как наклон восточного крыла и амплитуда всего Ухтинского поднятия могли значительно увеличиться уже после формирования в пределах последнего нефтяной залежи, и поэтому современное гипсометрическое положение нефтенасыщенных песчаников III пласта может не отвечать условиям палеозалежи. Более правильным является расчет этажа газонефтяной залежи по мощности отложений в пределах свода Ухтинского поднятия, в которых встречаются признаки нефтегазонасыщения. Согласно этому расчету высота равна 400 м.

Нефтенасыщение песчаников III пласта в районе Чибьюского месторождения (скв. 20 Чибью, 254 и др.) свидетельствует о том, что в отдельные моменты геологической истории нефтяная оторочка в III пласте простиралась далеко на восток, захватывая территорию Чибьюского месторождения. Именно в эти моменты не исключена возможность образования линзовидной песчаниково-галечниковой залежи II пласта пашийского горизонта на Чибьюском месторождении за счет вертикальной миграции нефти из нижезалегающих нефтеносных песчаников III пласта. К такому же выводу пришли в свое время А. Н. Желудев (1952), Б. Я. Вассерман (1961, 1964) и С. М. Домрачев и др. (1963). По-видимому, первоначально мигрировавшая в пределы Ухтинского поднятия нефть была легкой, какой она и сохранилась в линзовидных песчаниках II пласта пашийского горизонта. Она не подвергалась значительному воздействию пластовых подошвенных вод, движение которых в сложно построенном коллекторе было затруднено.

Вместе с тем допускается возможность генерации нефти и в самих пашийских отложениях на территории Ухтинского поднятия и прилегающей с востока Ижма-Печорской впадины с последующей местной латеральной миграцией углеводородов по песчано-алевролитовым коллекторам и образованием в них залежей нефти и газа. Примером может служить Порожская (Айювинская) структура, где нефтенасыщенные песчаники пашийского горизонта залегают непосредственно на метаморфических сланцах.

В пределах сводовой части Ухтинского поднятия, занятой газовой шапкой, все сложно построенные микроловушки (небольшие локальные ловушки разного типа) в трещиноватых коллекторах метаморфических сланцев и в прослоях песчаников III пласта, чередующихся с непроницаемыми аргиллитами, образованные сочетанием структурно-стратиграфического, литологического и тектонического факторов, оказались полностью заполненные газом, оттеснившим нефть и пластовую воду вниз.

В процессе дальнейшего подъема Ухтинской структуры отложения перми, карбона и верхнего девона на ее своде оказались размытыми вплоть до верхней части кыновского горизонта, в результате чего герметичность покрышки над газонефтяной залежью оказалась нарушенной, газ из газовой шапки начал теряться в атмосферу с соответствующим падением пластового давления, что в свою очередь вызвало постепенный подъем газонефтяного и водонефтяного контактов. Нефтяная оторочка как бы поползла вверх к своду Ухтинского поднятия, оставляя на пути своего движения следы в виде остаточного нефтенасыщения песчаников и трещин наиболее тяжелыми фракциями нефти и твердыми асфальтово-смолистыми веществами. При подъеме газонефтяного контакта и сокращения объема газовой шапки нефть постепенно насыщала поровые и трещинные коллекторы, ранее занятые газом, о чем свидетельствует исключительно низкая остаточная водонасыщенность в песчаниках III пласта в своде Ухтинской структуры, составля-

ющая всего 0,83% от порового пространства против обычных 15—20%. Однако поднимающаяся нефть уже не могла заполнить всего объема коллекторов, так как эти согласно закономерности, установленной В. П. Савченко (1952), заполненные газом ловушки уже не могут улавливать нефть. В то же время газ не может растворяться в нефти или пластовой воде, которые при наличии газовой шапки и даже после полного ее израсходования при данных пластовых давлениях и температуре остаются полностью насыщенными газом. Поэтому даже после подъема газонефтяного или водонефтяного контакта выше микроловушек последние продолжают содержать свободные газовые скопления, фиксирующиеся при бурении скважин газовыми выбросами, иногда весьма высокодебитными и довольно продолжительными. Такое фонтанирование наблюдается при вскрытии скважинами газовых карманов как в нефтяной залежи Ярегского месторождения, так в водоносной зоне.

По-видимому, нефть, первоначально мигрировавшая к своду Ухтинского поднятия, была легкой, сходной по составу с легкими нефтями месторождений Верхнеижемского и Омра-Сойвинского районов и Ижма-Печорской впадины. Если ранее такие предположения основывались лишь на общей характеристике нефтей и анализе геологической истории Ухтинского поднятия и прилегающих районов Юго-Восточного Притиманья (Б. Я. Вассерман, 1961, 1964; С. М. Домрачев и др., 1963; Д. К. Жестков, 1951; А. Н. Желудев, 1953), то последнее изучение изотопного состава углерода нефтей Тимано-Печорской провинции, проведенное во ВНИГРИ П. И. Мотовиловым и З. Н. Несмеловой (Домрачев и др., 1965), подтверждает правомерность этих предположений. Эти авторы указывают, что изотопный состав углерода нефти Ярегского и Западно-Тэбукского месторождений изменяется в очень узких пределах (C^{12}/C^{13} = =91,98—92,11). Основываясь на этом, можно сделать вывод о том, что битум в метаморфических сланцах и нефть в известняках силура, эйфельских и живетских отложениях Ярегского и Западно-Тэбукского месторождений, вероятно, имеют единый источник образования.

Можно полагать, что превращение исходной легкой нефти в тяжелую нефть произошло под воздействием пластовых вод, обладающих повышенной радиоактивностью, в результате потери легких фракций при дегазации нефти, что привело к обеднению парафинистыми углеводородами, к относительному увеличению содержания ароматических и нафтеновых углеводородов.

Чибьюское нефтяное месторождение

Месторождение расположено в нескольких километрах от Ярегского на северо-восточном крыле Ухтинского поднятия и характеризуется сходным с Ярегским месторождением геологическим разрезом. Несколько возрастает мощность осадочного чехла за счет сохранившихся от размыва более молодых отложений ветласянской

свиты верхнефранского подъяруса. В III пласте на Чибьюском месторождении песчаники имеют лишь остаточное нефтенасыщение. Основным продуктивным горизонтом служит II пласт среднедевонского возраста мощностью 7—13 м, состоящий из нескольких прослоев песчаников. В основании II пласта залегает линзовидный прослой галечников мощностью 1—6 м.

Песчано-галечниковые отложения II пласта Чибьюского месторождения содержат залежь нефти средней плотности (0,865—0,900 г/см^3), с высоким содержанием смолистых веществ (39,6%), парафина 3,6%, серы 0,9%. Водонефтяной контакт в начале разработки проходил на отметке минус 350 м. Во II пласте Чибьюского месторождения содержатся небольшие скопления свободного газа, встречающиеся как выше, так и ниже нефтяной залежи. Ни подошвенной, ни контурной воды скважинами не вскрыто. Месторождение по запасам нефти оказалось очень небольшим и сейчас в основном выработано.

Нямедское газовое месторождение

Месторождение расположено к юго-востоку от Ухты и приурочено к одноименной структуре, представляющей собой антиклинальную складку северо-западного простирания (рис. 32). Углы падения крыльев составляют 30—40′. Вдоль северо-восточного крыла проходит региональный Войвожский сброс, прослеживающийся на юго-восток до района Войвожского месторождения. Зона тектонического нарушения состоит из ряда блоков, смещенных относительно друг друга по круто падающим плоскостям сбрасывателей. Северо-восточное крыло структуры погружено относительно свода на 250—280 м.

Промышленногазоносными являются песчано-алевролитовые отложения II пласта живетского яруса, общая мощность которого составляет 10—12 м, а эффективная 6—8 м. Пласт неоднороден, часто происходит замещение песчаников плотными алевролитами. Начальный газоводяной контакт проходил по изогипсе минус 570 м, начальное пластовое давление составляло 71 кгс/см^2. Дебиты скважин 240—430 тыс. м^3/сут.

Небольшие по запасам залежи газа выявлены в Iб и в III пластах на одном из опущенных блоков восточного крыла структуры вблизи регионального сброса. На большей части структуры III пласт обводнен. Запасы газа во II пласте 310 млн. м^3. Нефтяной оторочки пробуренными скважинами не встречено.

Особенностью Нямедского газового месторождения является приуроченность к нему асфальтитов в виде вкрапленных и импрегнированных руд на контакте верхнедевонских и визейских известняков и доломитов. На западном крыле и своде Нямедской структуры встречаются в основном вкрапленные асфальтитовые руды в верхнедевонских трещиноватых и кавернозных известняках. Площадь распространения асфальтитов превышает 40 км^2. Второй уча-

сток распространения асфальтитов расположен на западном борту Леккемской мульды, ограничивающей с запада Нямедскую струк-

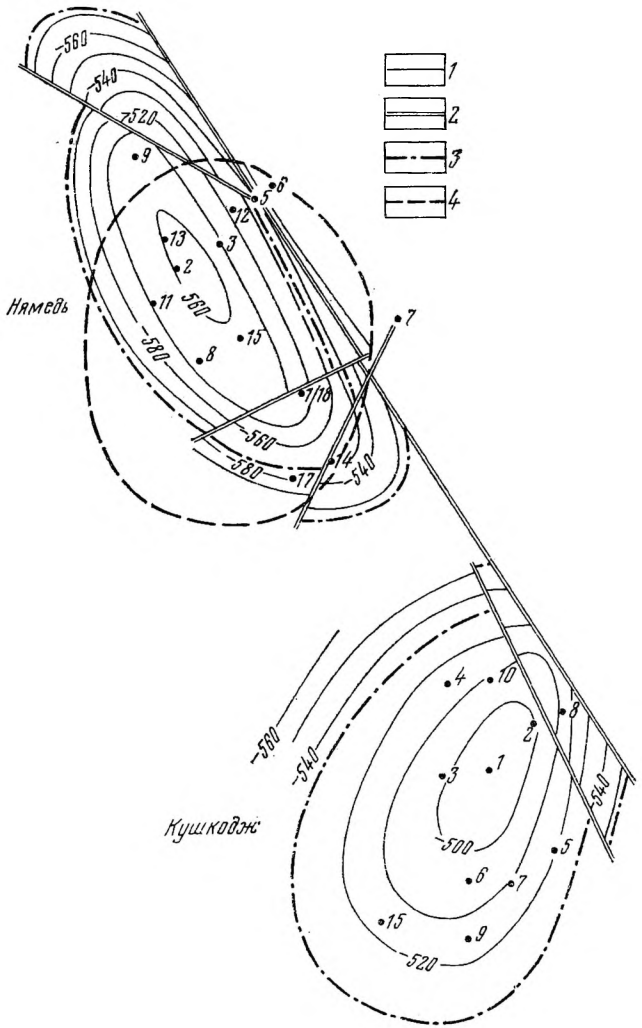


Рис. 32. Структурные карты месторождений газа Нямедь и Кушкодж.

1 — изогипсы кровли пашийского горизонта; *2* — тектонические нарушения; *3* — контур газоносности; *4* — контур распространения битуминозности.

туру. Здесь развиты импрегнированные руды, приуроченные к зонам дробления и выщелачивания известняков и доломитов на

контакте верхнедевонских (фаменских) и верхневизейских отложений. Образование указанных крупных участков развития асфальтитовых руд, несомненно, связано с вертикальной миграцией нефти из ранее существовавшей здесь нефтяной залежи в поддоманиковых отложениях девона по системе дизъюнктивных нарушений и трещин, образовавшихся во время возобновления тектонических подвижек по региональному Войвожскому сбросу. Наиболее интенсивные подвижки происходили в послепермское время. Следы ранее существовавшей в среднедевонских отложениях нефтяной залежи наблюдаются в виде остаточного нефтенасыщения песчаных среднедевонских коллекторов на Нямедской и Леккемской площадях.

Кушкоджское газовое месторождение

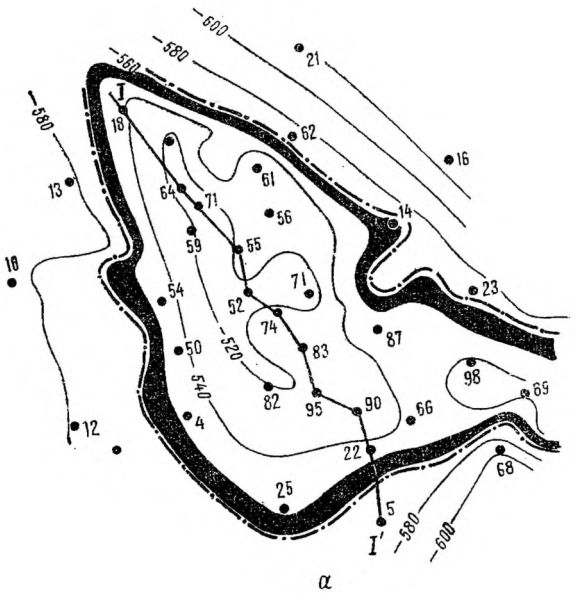
Месторождение расположено к юго-востоку от Ухты и приурочено к куполовидной антиклинальной малоамплитудной складке почти изометричной формы, возможно, осложненной сбросом тиманского простирания (рис. 32).

Небольшие по запасам залежи газа содержатся в песчаниках II пласта живетского яруса и нижнего песчаного пласта Iб пашийского горизонта. Песчаники II пласта не имеют повсеместного площадного развития, характеризуются литологической изменчивостью, но местами обладают высокими коллекторскими свойствами (эффективная мощность до 7 м, пористость более 15% и проницаемость около 2000 мД). Залежь газа во II пласте приурочена к северо-восточной части структуры и окаймляется небольшой по высоте оторочкой из тяжелой нефти, сходной по составу с нефтью Ярегского месторождения. Суточные дебиты скважин от 400 тыс. м^3 до 1 млн. м^3. Начальное пластовое давление 65—67 кгс/см^2. Водонефтяной контакт проходил по отметке минус 555 м. Литологически ограниченная залежь газа в линзовидных песчаниках Iб пласта приурочена к присводовой части структуры. Мощность песчаников меняется от 0 до 12 м, пористость в среднем 15%. Газ метановый (91—92%) с содержанием азота и редких газов от 7,4 до 8,2%. Запасы газа во II и Iб пластах очень невелики.

Седьиольское газовое месторождение

Месторождение приурочено к асимметричной брахиантиклинальной складке северо-западного простирания, расположенной к юго-востоку от Ухты (рис. 33). На погружении северо-восточного крыла структуры проходит региональный Войвожский сброс амплитудой 250 м. Размеры структуры в контуре газоносности III пласта составляют 15×9,5 км. Среднедевонские отложения с резким угловым несогласием залегают на породах нибельской и седиольской свит на востоке и непосредственно на метаморфических сланцах фундамента в сводовой части, а также на западном крыле месторождения.

Промышленно газоносными являются песчаники и алевролиты среднего девона и нижнефранского подъяруса, среди которых снизу вверх выделяются следующие пять продуктивных пластов: III и



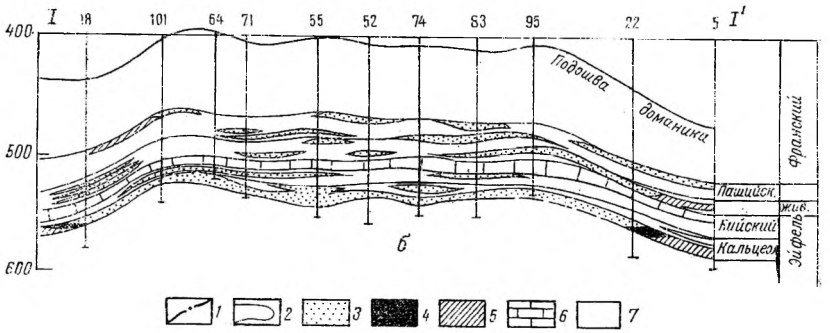


Рис. 33. Структурная карта (*а*) и геологический профиль (*б*) Седьиольского месторождения газа.

1 — контур газоносности; *2* — изогипсы пашийских отложений; *3* — газ; *4* — нефть; *5* — вода; *6* — известняки; *7* — глины.

IIб пласты эйфельского яруса, IIа пласт живетского яруса, Iб и Iа пласты пашийского горизонта.

Базальные песчаники III пласта, представленные крупнозернистыми разностями, переслаивающимися с алевролитами и аргиллитами, являются основным продуктивным горизонтом месторождения.

Средняя величина пористости песчаников III пласта 22%, проницаемость колеблется от 150 до 1500 мД и более, эффективная суммарная мощность песчаных прослоев 4—12 м.

Залежь в песчаниках III пласта пластовая сводовая и расположена на своде и юго-восточной периклинали структуры на глубине 650—740 м. Перед началом эксплуатации пластовое давление составляло 70 кгс/см². Высокие коллекторские свойства песчаников III пласта обеспечили начальные дебиты скважин до 1 млн. м³/сут. Залежь имеет оторочку из тяжелой нефти высотой около 10 м при ширине 300—500 м. Нефть тяжелая, вязкая, сходная по составу с нефтями из нефтяных оторочек Западно-Изкосьгоринского, Войвожского, Кушкоджского месторождения и нефтью III пласта Ярегского месторождения (табл. 2).

Таблица 2

Месторождение	Пласт	Плотность, г/см³	Акцизные смолы, %	Парафин, %	Асфальтены, %	Сера, %	Кокс, %	Коэффициент рефракции
Ярегское	III	0,947	66	0,44	2,61	1,17	8,19	1,5339
Кушкодж . . .	II	0,944	82	0,3	1,75	1,0	9,3	1,5286
Изкось-Гора . .	III	0,937	65	1,1	—	1,75	7,5	1,5231
Седьиоль . . .	III	0,919	37,5	0,6	3,5	0,6	7,3	1,5112
Войвож	III	0,912	43	0,8	0,6	0,75	4,8	—
Нибель	III	0,826	21	4,6	1,3	0,35	3,3	—
Нижняя Омра . .	III	0,824	14	4,51	—	0,3	—	—

Над III пластом, отделяясь от последнего и друг от друга небольшими пачками глин и глинистых алевролитов, залегают рыхлые кварцевые песчаники IIб и IIа пластов и несколько более плотные и алевритистые песчаники Iб и Iа пластов пашийского горизонта. Все пласты и линзы песчаников содержат залежи газа. Дебиты скважин 80—436 тыс. м³/сут.

Суммарная средняя мощность газоносных пластов в поддомниковых девонских отложениях Седьиольского месторождения около 19 м, однако в разрезе нигде не наблюдается одновременного развития песчаников всех пластов. Глинисто-алевролитовые пачки, залегающие между газоносными пластами песчаников, по-видимому, не являются достаточно надежными непроницаемыми разделами, в результате чего газовые залежи всех пластов сообщаются между собой и представляют один объект эксплуатации.

Начальные запасы газа составляли несколько более 3 млрд. м³. Месторождение вступило в промышленную эксплуатацию в 1942 г. и к настоящему времени практически почти полностью выработано. Несмотря на нефтяную оторочку, состав газа метановый с очень незначительным содержанием более тяжелых углеводородов. Сравнительная характеристика газа месторождений Верхнеижемского и Омра-Сойвинского районов приведена в табл. 3.

Войвожское газонефтяное месторождение

Месторождение расположено к юго-востоку от Ухты, приурочено к одноименной антиклинальной складке, сочленяющейся на северо-западе с Седьиольской. В основании девонских отложений, как и на Седьиоле, выделяется песчаниковый III пласт эйфельского яруса, залегающий с угловым и стратиграфическим несогласием на красноцветных песчано-глинистых отложениях седьиольской и нибельской свит.

Таблица 3

Месторождение	Пласт	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	CH_+ тяжелые	N_2 + редкие
Нямедь	II	0,1	93,7	0,4	0,1	0,2	0,7	5,6
Кушкодж . . .	II	0,03	91,5	0,4	0,06	60,04	0,5	8,0
Северный Седьиоль	IIa	0,04	94,1	0,7	0,1	Следы	0,8	5,1
Седьиоль . . .	III	0,1	89,5	1,0	0,2	0,1	1,3	9,2
Войвож	III	0,07	88,8	0,85	0,08	0,07	1,0	10,2
Западная Изкось-Гора	III	0,1	92,4	1,0	0,2	0,1	1,3	6,2
Нибель	III	0,05	87,5	1,2	0,2	0,1	1,5	11,0
Верхняя Омра . .	III	0,08	86,4	1,1	0,05	0,05	1,2	12,4
Нижняя Омра:								
северо-запад . .	III	0,10	85,1	1,7	0,4	0,2	2,3	12,5
юго-восток . .	III	0,30	84,0	4,3	0,8	0,4	5,5	10,2

Песчаники III пласта перекрыты пачкой карбонатных и глинисто-карбонатных с прослоями глин пород II пластов.

На эродированной поверхности известняков II пласта залегают линзовидные песчано-алевролитовые тела живетского яруса (Iг пласт — аналог регионально распространенных в более восточных районах песчаников Iв пласта) или глинисто-алевролитовые породы с прослоями песчаников пашийского горизонта.

Войвожская брахиантиклинальная структура протягивается с севера—северо-запада на юго-восток и имеет четко выраженную форму. Углы падения слоев на крыльях обычно не превышают 3—4°, а ось складки полого погружается на юго-восток под углом около 35′, в результате чего юго-восточная периклиналь структуры вытянута (рис. 34). На северо-западе Войвожская структура через небольшую седловину кулисообразно сочленяется с Седьиольской. На погружении восточного крыла скважинами фиксируется региональный Войвожский сброс, имеющий здесь амплитуду около 70 м. К западу от Войвожской структуры расположен сравнительно неглубокий Асывожский прогиб.

Основные запасы газа на Войвожском месторождении приурочены к базальным песчаникам III пласта, довольно крупная

газонефтяная залежь содержится в живетских песчаниках Iг пласта и сравнительно небольшие залежи газа выявлены в заключенных среди глин мелких линзовидных прослоях песчаников и алевролитов Iб и Iа пластов пашийского горизонта. III пласт мощностью 15—20 м сложен разнозернистыми песчаниками, разделенными глинистыми прослоями на 2—3 пропластка. Песчаники обладают очень высокими коллекторскими свойствами (пористость до

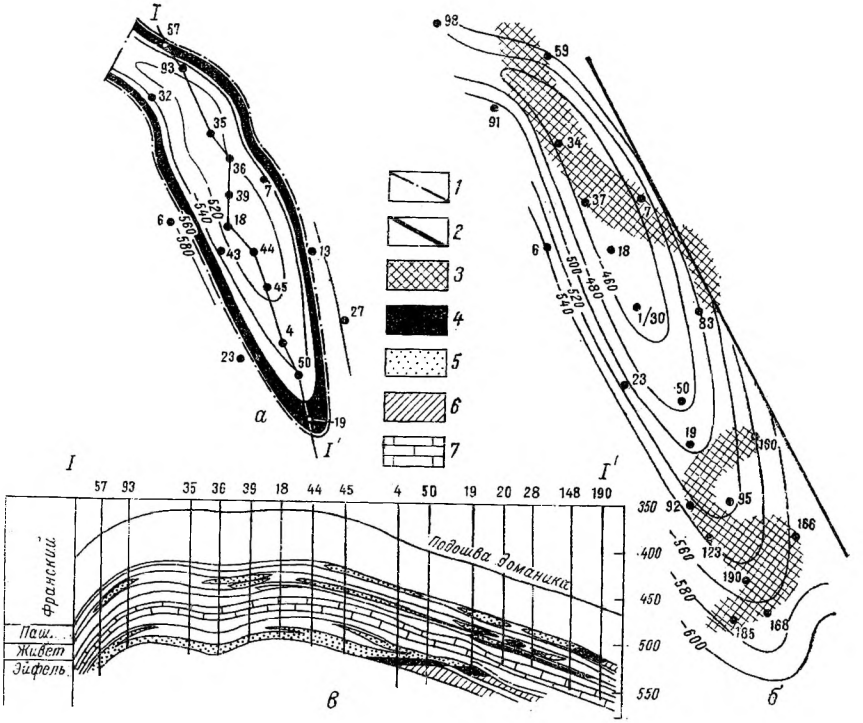


Рис. 34. Структурные карты (*а*, *б*) и геологический профиль (*в*) Войвожского месторождения газа и нефти.

а — структурная карта подошвы III пласта; *б* — структурная карта кровли Iа пласта; *1* — контур газоносности; *2* — тектонические нарушения; *3* — песчаная зона Iг пласта; *4* — нефть; *5* — газ; *6* — вода; *7* — известняки.

28% при среднем значении 20% и проницаемость до нескольких дарси) и содержат газовую залежь этажом около 50 м, подстилаемую оторочкой из тяжелой и малоподвижной нефти мощностью около 10 м. Водонефтяной и нефтегазовый контакты газовой залежи и нефтяной оторочки в III пласте Войвожского месторождения расположены соответственно на отметках минус 565 м и минус 555 м, т. е. на тех же отметках, что и в соседнем Седьюльском месторождении. Начальное пластовое давление в газовой залежи

составляло 64,5 кгс/см², а прекрасные коллекторские свойства песчаников обеспечивали высокую продуктивность скважин.

Особый интерес в пределах Войвожского месторождения представляет рукавообразная нефтяная залежь, разведанная на южной периклинали структуры в песчаниках Iг пласта живетского яруса.

Песчано-гравийный материал I г пласта заполняет извилистую эрозионную ложбину, выработанную в размытой кровле известняков II пласта. В плане песчаники Iг пласта представляют собой прихотливо изгибающуюся рукавообразную полосу шириной от 500 до 1200 м, протягивающуюся от Нибельской структуры через южную периклиналь и восточное крыло Войвожской складки на Седьиольскую структуру. В разрезе песчаное тело имеет вид линзы с прогнутым основанием и относительно плоской кровлей. В нижней части Iг пласт сложен грубозернистыми песчаниками и гравелитами с включением мелкой кварцевой гальки, сменяющимися выше средне- и мелкозернистыми песчаниками. Мощность песчано-гравийного тела 0—20 м. В составе песчаников преобладает фракция размером 0,1 мм, составляющая более 85,2%. Пористость песчаников в отдельных образцах достигает 30—35% и в среднем превышает 20%, при среднем значении проницаемости более 1400 мД (максимальные значения до 7600 мД).

Песчаники Iг пласта в присводовой части восточного крыла Войвожской структуры содержат газовую шапку, переходящую на южной периклинали в крупную залежь легкой (0,854—0,857 г/см³) нефти, богатой керосино-лигроиновыми фракциями. Дебиты скважин превышали 100—120 т/сут, начальное пластовое давление 64 кгс/см². Войвожская залежь в Iг пласте, выявленная в 1946 г. была первой относительно крупной залежью легкой нефти, положившей начало интенсивной добыче легкой нефти из девонских отложений в Тимано-Печорской провинции. К настоящему времени газонефтяная залежь в Iг пласте почти полностью выработана.

Пашийский горизонт сложен в основном глинами и алевролитами, со спорадически развитыми линзовидными телами песчаников мощностью от 1 до 3,5 м и пористостью в 10—12%. К песчаникам пашийского горизонта приурочены небольшие газонефтяные залежи литологически ограниченные. Всего с начала разработки на месторождении добыто около 4,5 млрд. м³ газа и 1,1 млн. т нефти.

Западно-Изкосьгоринское газовое месторождение

Месторождение расположено к западу от Войвожской структуры, на восточном крыле Ухта-Ижемского поднятия. В основании разреза на метаморфических сланцах залегает маломощная пачка песчано-алевролитовых пород III пласта (койвенский горизонт) и пестроцветных ожелезненных терригенно-карбонатных слоев бийского горизонта.

Основным продуктивным горизонтом месторождения является III пласт, сложенный кварцевыми песчаниками с прослоями базальных гравелитов и конгломератов. Местами в основании пласта залегают светло-серые аргиллиты с включениями плоских глинистых галек, выполняющие неровности сланцевого рельефа и, повидимому, представляющие собой кору выветривания сланцев. Пористость песчаников III пласта колеблется от 12 до 32%, при среднем значении по 79 определениям 20,6% и средней проницаемости 935 мД (максимальная 3373 мД). Песчаники плохо отсортированы и местами содержат до 19% глинистых примесей. Мощность III пласта меняется от ноля на западе до 10—14 м на востоке.

Замкнутая ловушка Западно-Изкосьгоринского месторождения образовалась благодаря подъему песчаников III пласта с востока на запад по крылу Ухта-Ижемского поднятия и извилистой границе выклинивания этих песчаников (рис. 35). Песчаники III пласта постепенно утоняются в мощности и без резкого перехода замещаются вверх по восстанию глинисто-алевролитовыми породами, что создает возможность проникновения газа по маломощным прослоям, обогащенным песчано-алевролитовым материалом, далеко вверх по восстанию слоев к своду Ухта-Ижемского поднятия, где непосредственно на метаморфических сланцах фундамента залегает глинистая и глинисто-карбонатная толща кыновско-саргаевского возраста, служащая покрышкой. Миграции части газа к своду Ухта-Ижемского сланцевого массива из газовых залежей, приуроченных к его восточному крылу, на Западно-Изкосьгоринском, Чернореченском, Леккемском и других участках способствовала также трещиноватость и разрушенность верхней части метаморфических сланцев. Именно такой миграцией газа с востока из среднедевонских отложений по верхней части трещиноватого сланцевого массива под непроницаемыми кыновскими глинами и объясняются газопроявления в метаморфических сланцах, отмеченные при бурении у Переволока скв. 2/33 и приводимые Н. А. Кудрявцевым в качестве одного из аргументов в пользу неорганического происхождения нефти и газа.

Верхняя часть песчаников III пласта содержит структурно-стратиграфическую залежь газа в основном метанового состава. Залежь газа в III пласте окаймляется оторочкой из тяжелой нефти мощностью 10 м. Водонефтяной контакт проходит на отметке минус 480 м. Начальное пластовое давление в залежи 56 кгс/см². Залежь газа прослежена с севера на юг на расстояние 17 км, ширина 0,5—3,0 км, высота до 40 м. Несмотря на сравнительно небольшую мощность песчаников, измеряемую несколькими метрами, хорошие коллекторские свойства обеспечивают на отдельных участках высокие дебиты скважин. По запасам газа месторождение относится к небольшим. Нефтяная оторочка не имеет промышленного значения.

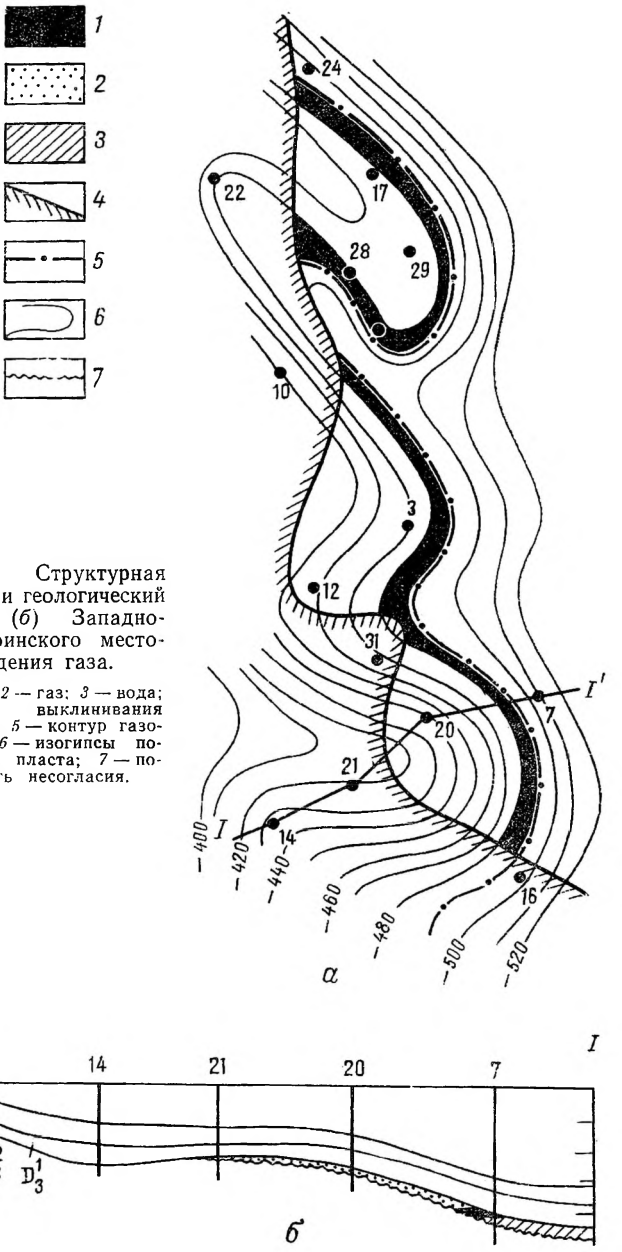


Рис. 35. Структурная карта (*а*) и геологический профиль (*б*) Западно-Изкосьгоринского месторождения газа.

1 — нефть; *2* — газ; *3* — вода; *4* — линия выклинивания III пласта; *5* — контур газоносности; *6* — изогипсы подошвы III пласта; *7* — поверхность несогласия.

Нибельское газонефтяное месторождение

Месторождение расположено непосредственно к востоку от Войвожского месторождения и приурочено к крайней западной струк-

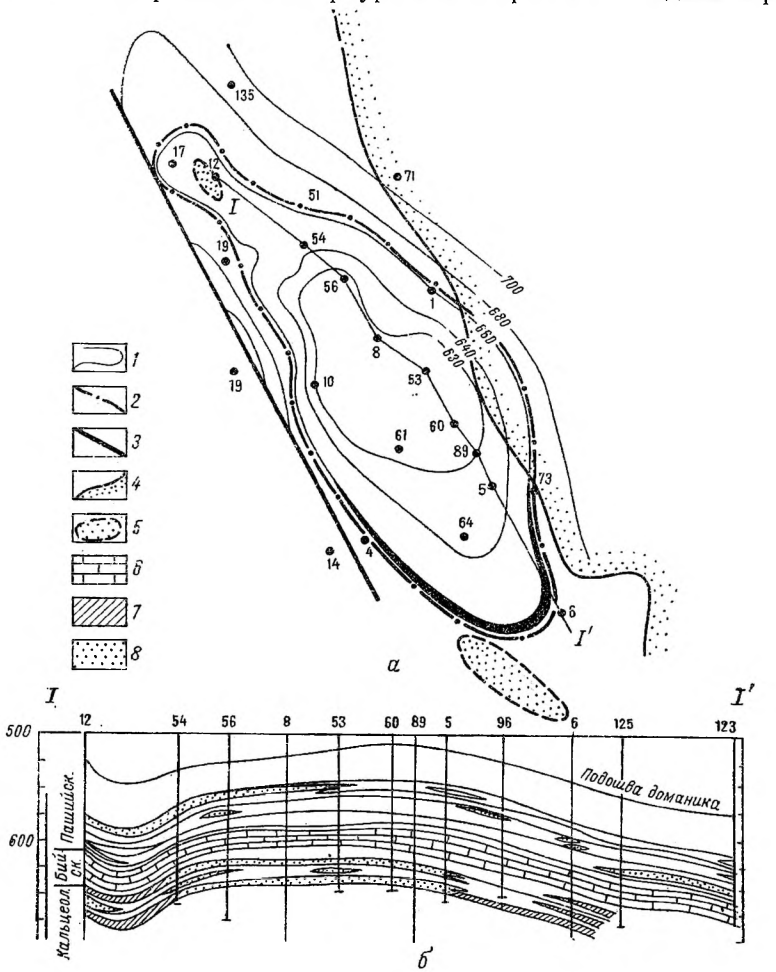


Рис. 36. Структурная карта (*а*) и геологический профиль (*б*) Нибельского месторождения газа.

1 — изогипсы кровли III пласта; *2* — контур газоносности; *3* — тектонические нарушения; *4* — западная граница Iв пласта; *5* — локальные участки Iв пласта; *6* — известняки; *7* — аргиллиты; *8* — газоносные песчаники.

туре в пределах Омра-Сойвинского поднятия, опущенного относительно восточного крыла Ухта-Ижемского поднятия по Войвожскому сбросу, амплитуда которого между Войвожской и Нибельской структурами достигает 70—110 м.

Нибельская брахиантиклинальная структура (рис. 36) имеет северо-западное простирание, широкий свод, пологие углы падения слоев на крыльях и периклиналях. Северная периклиналь структуры местами осложнена мелкими дизъюнктивными нарушениями с амплитудой смещения в несколько метров.

Основные запасы газа и нефти содержатся здесь в III и I пластах, а залежи в песчано-алевролитовых пластах пашийского горизонта имеют подчиненное значение.

Базальный III пласт койвенского горизонта сложен рыхлыми песчаниками с включениями кварцевой гальки в основании и прослоями алевролитов и аргиллитов в средней и верхней части. Общая мощность III пласта составляет от 18 до 29 м, при эффективной мощности песчаников в 7—15 м. Пористость песчаников местами достигает 31%, при среднем значении по месторождению 20% и среднем значении проницаемости около 500 мД. Глубина залегания III пласта меняется в пределах месторождения от 840 до 920 м. Залежь газа пластовая сводовая. Начальный контур газоносности проходил на отметке минус 660 м, высота залежи около 40 м и площадь более 50 км^2. Нефтяная оторочка в III пласте не имеет промышленного значения, но нефть здесь уже значительно легче, чем на Войвожском, Седьюльском и Западно-Изкосьгоринском месторождениях.

На восточном крыле Нибельской структуры получают широкое развитие песчаники Iв пласта живетского яруса, прослеживающиеся на своде только в виде разрозненных песчаных линз. Здесь образовалась типичная структурно-стратиграфическая газовая залежь с оторочкой из легкой нефти.

Мощность Iв пласта увеличивается с запада на восток от 2 до 15 м при эффективной мощности песчаников 1—8,5 м. Далее в восточном направлении мощность Iв пласта еще более увеличивается, достигая на Нижнеомринском и Пашнинском месторождениях 130—340 м.

Линзовидные прослои песчаников пашийского горизонта на Нибельском месторождении обычно имеют мощность 2—5 м и содержат небольшие по запасам газонефтяные залежи. Нефть в пашийских отложениях легкая (0,852—0,862 г/см^3).

По запасам газа Нибельское месторождение являлось наиболее крупным среди месторождений Верхнеижемского и Омра-Сойвинского районов. Наибольшие запасы нефти содержатся в пределах месторождения в нефтяной оторочке Iв пласта, мощность которой достигает 11 м. Однако в целом они имеют подчиненное значение.

Верхнеомринское газонефтяное месторождение

Месторождение приурочено к крупному структурному выступу протяженностью 10 км, осложняющему восточное крыло Нибельской структуры в зоне сочленения последней со сложно построенной Нижнеомринской структурой.

Песчаники III пласта в пределах Верхнеомринского месторождения практически полностью обводнены. Основным продуктивным горизонтом являются песчаники Iв пласта, имеющие здесь сплошное распространение и мощность 14—25 м .Пористость их составляет 7—28,5% при среднем значении более 20% и проницаемость 216—1475 мД. Приуроченная к Iв пласту крупная залежь газа является непосредственным продолжением газовой залежи восточного крыла Нибельской структуры. Она окаймлена нефтяной оторочкой шириной 1 км и мощностью от 3,5 до 11 м. Высота газовой залежи составляет 38 м, а площадь около 45 км². Водонефтяной контакт проходит по отметке минус 672 м, а газонефтяной раздел — на отметках минус 652—655 м. Пластовое давление, составляющее в начале разработки 80 кгс/см², в настоящее время снизилось до 30—35 кгс/см².

Пашийские отложения, как и на других месторождениях, представлены алевролитами и глинами с линзовидными прослоями песчаников. Мощность песчаников Iа и Iб пластов меняется от 0 до 3—7 м. Коллекторские свойства песчаников Iб пласта достаточно высокие (пористость 19—20%, проницаемость около 670 мД), а Iа пласта значительно хуже. Песчаники пашийского горизонта на гипсометрически приподнятых участках содержат газовые залежи с нефтяными оторочками и преимущественно нефтяные залежи с небольшими газовыми шапками в погруженных линзах. Запасы газа и нефти в залежах пашийского горизонта относительно невелики. Газ Верхнеомринского месторождения характеризуется повышенным содержанием гомологов метана, что объясняется наличием нефтяных оторочек из легкой нефти (0,836 г/см³ в I пласте, 0,851 г/см³ в Iб и 0,867 г/см³ в Iв пластах). Подавляющая часть запасов нефти и газа сосредоточена в песчаниках Iв пласта.

Нижнеомринское газонефтяное месторождение

Месторождение расположено к юго-востоку от Ухты, непосредственно к востоку и северо-востоку от Верхнеомринского и Нибельского месторождений. На первом этапе разведки Нижнеомринского месторождения считалось, что оно приурочено к крупной антиклинальной структуре северо-западного простирания с очень пологими углами падения слоев на крыльях (от 0°40′ до 1°15′), разбитой многочисленными нарушениями на изолированные блоки, с различными уровнями газоводяных и водонефтяных контактов в тектонически экранированных пластовых залежах.

Однако в процессе доразведки и эксплуатационного разбуривания установлено, что Нижнеомринское месторождение приурочено к группе локальных структурных осложнений типа малоамплитудных куполов, структурных носов и террас, расположенных на Омра-Сойвинском поднятии.

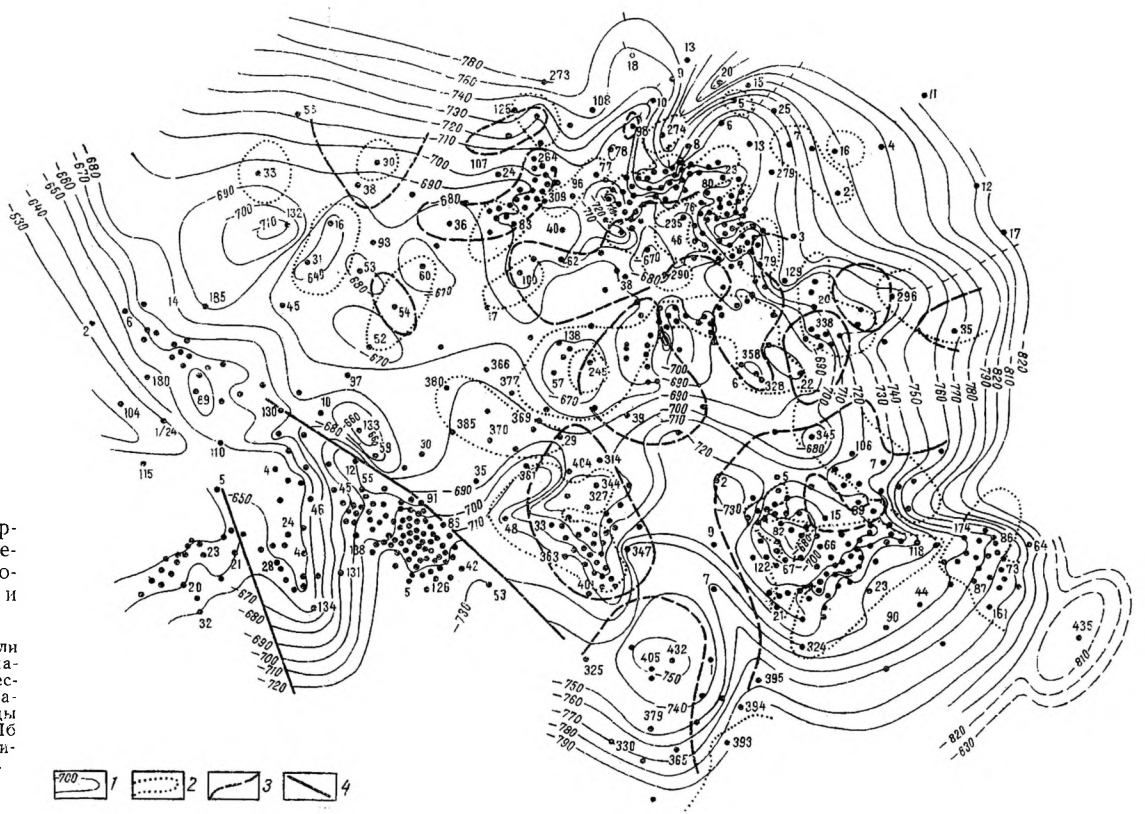


Рис. 37. Структурная карта Нижнеомринского месторождения нефти и газа.

1 — изогипсы кровли песчаников Iа пласта; *2* — границы песчаных линз Iа пласта; *3* — границы песчаных линз Iб пласта; *4* — тектонические нарушения.

Промышленно нефтегазоносными на Нижнеомринском месторождении являются среднедевонские и нижнефранские терригенные отложения на глубинах от 950 до 1300 м. Локальные куполовидные поднятия по кровле продуктивных пашийских отложений имеют очень незначительные амплитуды, которые еще более уменьшаются с глубиной в результате резкого увеличения мощности живетских отложений в восточном направлении и усиления вследствие этого регионального наклона эйфельских пластов на восток.

В пределах месторождения песчаники III пласта эйфельского яруса содержат лишь весьма небольшие по запасам залежи газа и нефти, приуроченные как к головам выклинивающихся вверх по

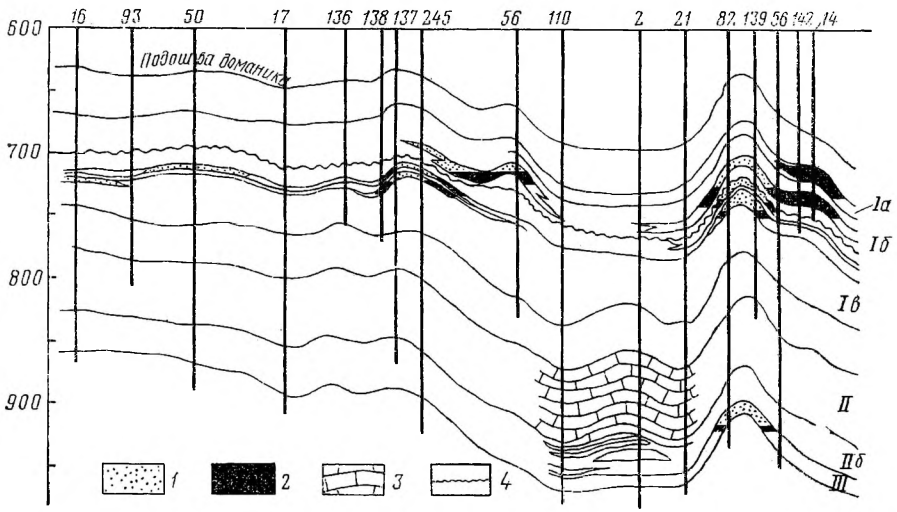


Рис. 38. Геологический профиль по простиранию Нижнеомринского месторождения.

1 — газ; *2* — нефть; *3* — известняки; *4* — поверхность несогласия.

восстанию слоев отдельных песчаных прослоев в верхней части III пласта, образующих литологически экранированные ловушки, так и к малоамплитудным куполовидным поднятиям (рис. 37, 38). Площади последних обычно не превышают 2—2,5 км². В одном из таких куполовидных поднятий промышленный приток газа получен в скв. 122 из верхней части доломитов силура, залегающих непосредственно под газонасыщенными песчаниками III пласта, за счет которых, несомненно, и произошло их насыщение газом.

В отложениях живетского яруса основные залежи нефти и газа приурочены к структурно-стратиграфическим залежам, образованным в результате постепенного срезания в западном направлении предпашийским размывом все более глубоких прослоев песчаников мощного Iв пласта и последующего несогласного перекрытия их глинистой пачкой в основании пашийского горизонта. Мощность Iв пласта с запада на восток и юго-восток в пределах Нижнеом-

ринского месторождения увеличивается в несколько раз, причем эффективные мощности песчаников меняются от 2,5 до 60 м. Пласт Iв сложен разнозернистыми песчаниками средней пористостью 20,0%, чередующимися с прослоями пластовых алевролитов и глин. Помимо структурно-стратиграфических залежей, к сводовым частям куполовидных поднятий приурочены и небольшие структурные сводовые залежи газа с нефтяными оторочками. Нижние прослои песчаников Iв пласта в местах, где они имеют значительную мощность, обычно обводнены. Наибольшие запасы нефти на Нижнеомринском месторождении приурочены к песчаникам Iб и Iа пластов пашийского горизонта. Песчаники залегают в виде линзовидных тел, замещающихся по простиранию более плотными песчано-алевролитовыми и глинисто-алевролитовыми породами. Сообщение между отдельными линзами песчаников, по-видимому, затруднено, на что указывают отметки газонефтяных и водонефтяных контактов, а также различные плотность и состав нефтей из разных линз. Так, в песчаниках Iб пласта на юго-востоке месторождения нефть имеет плотность 0,822 г/см^3 и содержит 53,5% легких фракций, 10—11% смол, 3% парафина и 0,3% серы. На северо-западе месторождения в Iб пласте плотность нефти 0,867 г/см^3, содержание легких фракций 41,6%, смол 20,0%, парафина 4,6%. Такое различие в составе нефтей М. Ш. Моделевский объясняет разным соотношением газа, нефти и воды в каждой линзе.

К. А. Машкович (1954) и В. А. Евдокимов (1959) отмечают закономерное уменьшение плотности нефти от залежей в Iв пласте к наиболее верхнему продуктивному Iа пласту пашийского горизонта, что видно из табл. 4.

Таблица 4

Месторождение	Пласт	Плотность, г/см^3	Содержание, %			Выкипает до 360° С, %
			акцизных смол	парафина	серы	
Верхняя Омра	Iа	0,836	20	2,6	0,45	48
	Iб	0,851	22	3,0	0,47	46
	Iв	0,867	29	3,3	0,51	38
Нижняя Омра:						
северо-западная часть	Iа	0,847	18,4	3,4	0,45	47
	Iб	0,861	20,8	4,9	0,46	42
	Iв	0,856	18,0	4,4	0,57	43
юго-восточная часть	Iа	0,830	11,8	3,1	0,32	53
	Iб	0,839	11,6	3,3	0,31	50
	Iв	0,851	12,1	3,8	0,31	49

Таким образом, в каждом из пластов наблюдается увеличение плотности с юго-востока на северо-запад, что может быть объяснено дифференциальным улавливанием наиболее легких углеводородов первыми ловушками, расположенными на пути миграции

нефти и газа из более погруженных участков Ижма-Печорской впадины и Предуральского прогиба. Закономерное уменьшение плотности нефти в самом верхнем продуктивном горизонте на каждом из участков Верхне- и Нижнеомринских месторождений может быть объяснено влиянием вертикальной миграции наиболее легких флюидов через сравнительно маломощные глинисто-алевролитовые прослои, разделяющие залежи нефти в Iв, Iб и Iа пластах. Не исключено также влияние увеличения глинистости песчаных коллекторов вверх по разрезу от Iв пласта к Iа пласту.

Из общей суммы начальных геологических запасов нефти и газа категорий $A+B+C_1$ Нижнеомринского месторождения в структурных и литологических ловушках Iб и Iа пластов пашийского горизонта содержится около 94% запасов нефти и 42% запасов газа. На долю структурных и структурно-стратиграфических ловушек в Iв пласте приходится примерно 6% нефти и 42% газа и на III пласт — около 16% газа и менее 1% нефти. Нижнеомринское месторождение является преимущественно нефтяным.

Джьерское нефтяное месторождение

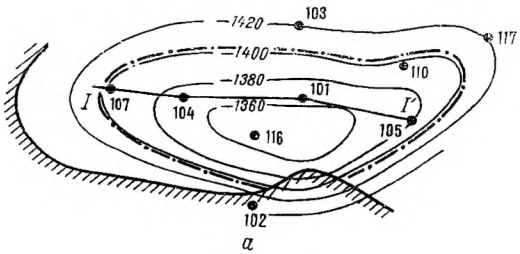
Месторождение расположено на далеком северном погружении Омро-Сойвинского поднятия и приурочено к брахиантиклинальной складке широтного простирания (рис. 39).

Разрез девонских отложений почти не отличается от разрезов Нибельского и Нижнеомринского месторождений. В основании девона залегают кварцевые песчаники III пласта эйфельского яруса, вскрытые скважинами на глубине 1590—1650 м. Их средняя пористость более 18%, средняя проницаемость 133 мД. Верхняя часть III пласта сложена алевролитами. В пределах Джьерской структуры в песчаниках III пласта залежей нефти и газа не установлено, несмотря на наличие структурной ловушки. Нижняя часть живетского яруса сложена глинами и глинистыми известняками афонинского горизонта (II и IIа пласты с межпластовыми пачками глин и оолитовых железняков), а верхняя — песчаниками, алевролитами и глинами старооскольского горизонта, выделяющегося в объеме Iв пласта.

Пласт Iв представлен разнозернистыми участками с примесью гравия кварцевыми песчаниками, мощностью от 13—15 м в сводовой части структуры до 25—30 м и более на восточной периклинали. Еще далее на восток мощность старооскольского горизонта постепенно продолжает увеличиваться, достигая на Пашнинском месторождении 340 м. Непосредственно к западу от Джьерской структуры и по ее южному крылу песчаники Iв пласта полностью выклиниваются, замещаясь глинистыми алевролитами и глинами. В своде и на крыльях Джьерской структуры песчаники Iв пласта залегают на глубинах 1480—1560 м, обладают пористостью от 14 до 22% при среднем значении в нефтегазонасыщенной части 18,2%

и за контуром нефтегазоносности 16,4%. Некоторое ухудшение коллекторских свойств песчаников в законтурной части пласта объясняется развитием в них вторичного сидеритового цемента.

Трансгрессивно с угловым несогласием на отложениях живетского яруса залегает пачка песчано-глинистых пород пашийского горизонта, представленного темно-серыми и черными битуминозными аргиллитами с линзами алевролитов и песчаников (Iб и Iа пласты). Мощность нижнего Iб пласта обычно составляет 2—4 м,



а

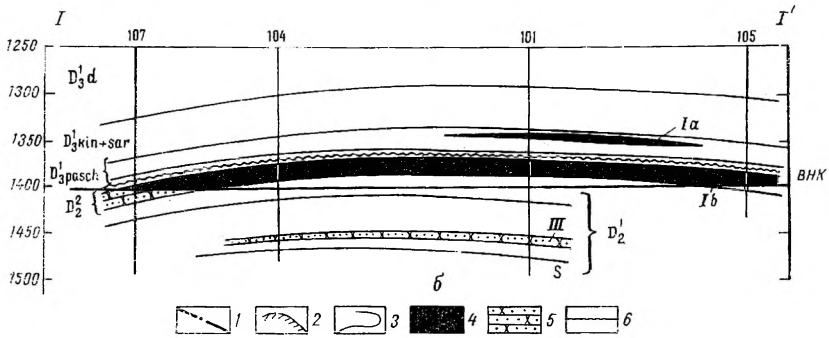


Рис. 39. Структурная карта по кровле Iв пласта (*а*) и геологический профиль (*б*) Джьерского месторождения нефти.

1 — контур нефтеносности; *2* — линия выклинивания песчаников Iв пласта; *3* — изолинии кровли песчаников Iв пласта; *4* — нефтеносные песчаники; *5* — водоносные песчаники; *6* — поверхность предпашийского размыва.

тогда как песчаники Iа пласта иногда увеличиваются в мощности до 12 и даже 20 м. Пористость песчаников Iб пласта в среднем 16,6% и проницаемость 47 мД, тогда как в Iа пласте эти параметры соответственно имеют значения 21,8% (максимально до 26%) и 1020 мД.

Песчаники Iв, Iб и Iа пластов содержат промышленные залежи нефти средней плотности (0,844—0,862 г/см^3), смолистой (7—2—12,1%), слабосернистой (0,44—0,78%), с выходом легких фракций, выкипающих до 300° С, 43—49%. Благоприятные коллекторские свойства нефтеносных песчаников Iв и Iа пластов обеспечивают высокие коэффициенты продуктивности скважин. Основные запасы нефти содержатся в песчаниках Iв пласта, начальное положение

водонефтяного контакта в нем определено на отметке минус 1400 м, пластовое давление 152 кгс/см² и давление насыщения 149 кгс/см². В Iа пласте пластовое давление 149 кгс/см² и давление насыщения 146,2 кгс/см². Газовый фактор, по данным исследования глубинных проб, 109—112 м³/т.

Таким образом, нефть Джьерского месторождения практически полностью насыщена газом. Месторождение чисто нефтяное и по запасам относится к категории средних.

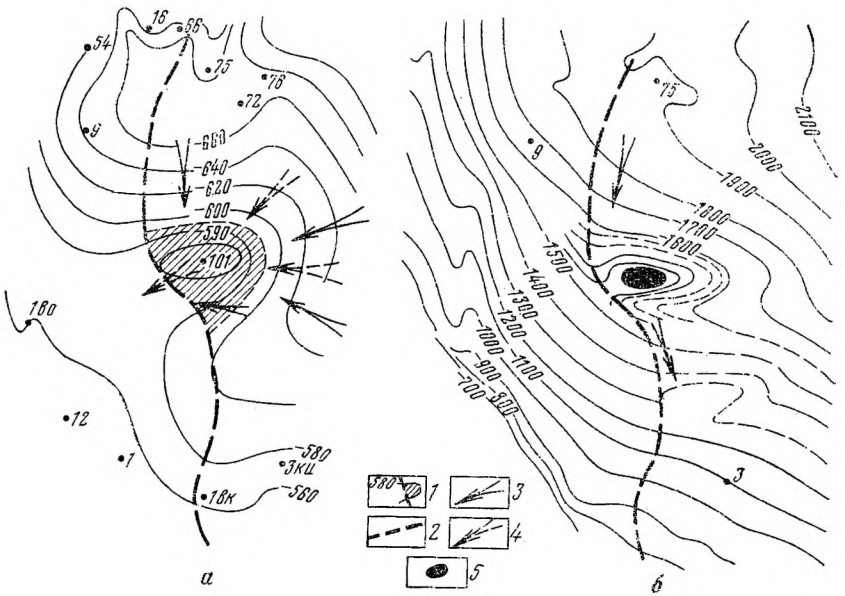


Рис. 40. Схема формирования Джьерского месторождения нефти в Iв пласте.

а — палеоструктурная карта по подошве доманикового горизонта к верхнефаменскому времени; *б* — структурная карта по подошве девона; *1* — ловушка; *2* — линия выклинивания Iв пласта; направления миграции нефти: *3* — в Iв пласте; *4* — в III пласте; *5* — залежь нефти в Iв пласте.

Для выяснения возможной генетической связи нефтей одноименных девонских продуктивных горизонтов различных месторождений Южной части Ижма-Печорской впадины по составу и свойствам попутных газов были проведены исследования пластовых нефтей Джьерского месторождения путем приведения их к пластовым условиям Нижнеомринского месторождения. По газовому фактору, плотности и составу попутного газа нефти Джьерского месторождения после приведения к давлению насыщения 76 кгс/см² и температуре 22° С и последующего разгазирования близки к нефтям Нижней Омры. Газ, выделившийся при этом по составу вполне сопоставляется с газом из газовой шапки Кынаиольского участка на северной периклинали Нибельского месторождения.

Можно предполагать, что нефти и газы Джьера, Нижней Омры и Кынаиоля имели общую первоначальную природу и образование этих месторождений произошло за счет миграции углеводородов из единого нефтегазосборного бассейна.

На Джьерской структуре слабый непромышленный приток нефти получен также из известняков данково-лебедянского горизонта фаменского яруса, залегающих на глубине 840—865 м. Нефть тяжелая (плотность 0,949 г/см^3, сернистая (1,5%), смолистая (19,2%), с высокой вязкостью и малым выходом легких фракций.

Несколько неожиданной была обводненность в пределах Джьерского месторождения песчаников III пласта эйфельского яруса, который является одним из основных продуктивных горизонтов как на более погруженном по отношению к Джьерской структуре Западно-Тэбукском месторождении, так и на гипсометрически более высоких месторождениях Омра-Сойвинского поднятия.

Палеоструктурный анализ показывает, что это, очевидно, является следствием существования в верхнедевонскую эпоху на месте современной Джьерской складки широтного структурного выступа, который в сочетании с линией выклинивания песчаников живетского яруса обусловил образование структурно-стратиграфической ловушки (рис. 40). В то же время в эйфельских отложениях, граница распространения которых расположена значительно западнее, подобной ловушки для углеводородов, мигрировавших с востока на запад в сторону регионального подъема слоев к Тиману, не существовало, а следовательно не было и условий для образования залежи нефти или газа в III пласте. Такой вывод вытекает из анализа условий формирования залежей нефти в среднедевонских отложениях Западно-Тэбукского месторождения, где их продуктивность также обусловлена сочетанием структурного и стратиграфического факторов во всех пластах эйфельского и живетского ярусов.

Западно-Тэбукское нефтяное месторождение

Месторождение является одним из наиболее крупных в Тимано-Печорской провинции. Оно расположено в южной части Ижма-Печорской впадины к востоку от Ухты и приурочено к брахиантиклинальной структуре широтного простирания, которая вместе с Ваньюским, Расьюским и Вельюским структурными осложнениями образует Велью-Тэбукский вал на крупной Тэбук-Савиноборской ступени.

Разрез отложений осадочного чехла сходен с месторождениями Верхнеижемского и Омро-Сойвинского районов. Помимо основных продуктивных горизонтов, приуроченных на Западно-Тэбукском месторождении к эйфельским (III и IIб пласты) и живетским (IIа и Iв пласты) песчаникам, промышленные залежи нефти впервые в Тимано-Печорской провинции были выявлены в карбонатных отложениях васькерской свиты силура, верхнефранского подъяруса

(горизонт Φ_2) и фаменского яруса (горизонты Φ_1 и Φ_0). Наконец, в 1967 г. получен приток нефти из линзовидных прослоев песчаников пашийского горизонта. Таким образом, Западно-Тэбукское месторождение является многопластовым, с очень высокой плотностью запасов нефти.

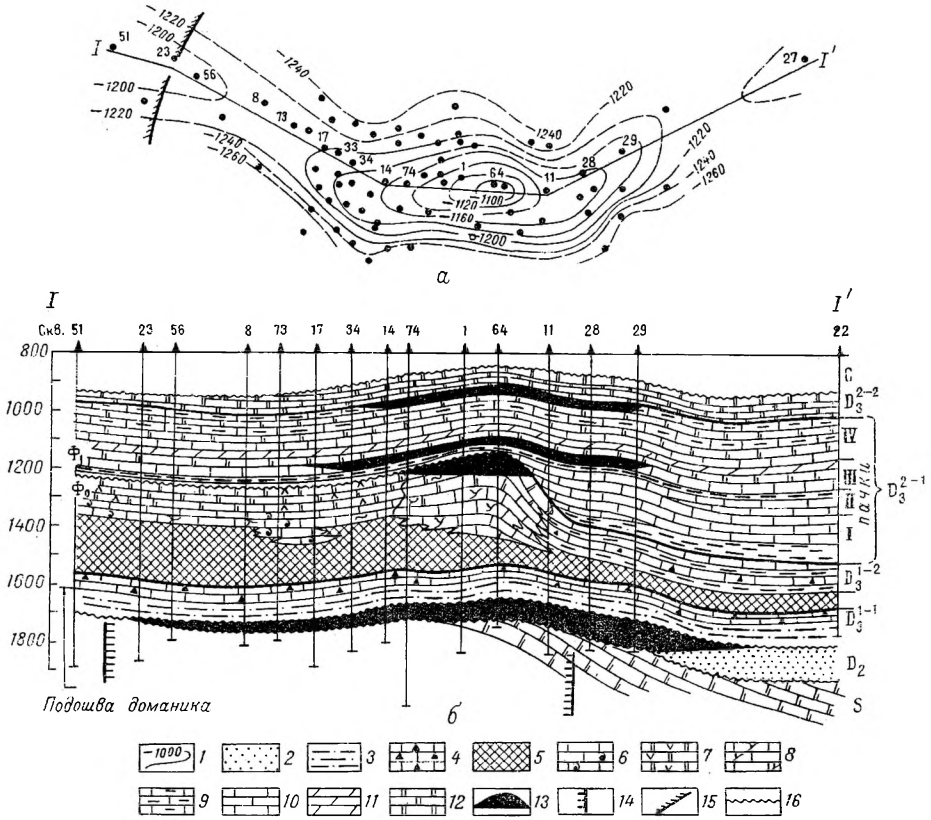


Рис. 41. Структурная карта (*а*) и геологический профиль (*б*) Западно-Тэбукского месторождения нефти.

1 — изогипсы горизонта Φ_1 (фамена); *2* — песчаники; *3* — глины нижнефранского подъяруса; *4* — битуминозные кремнисто-глинистые известняки, мергели и сланцы доманика; *5* — известняково-алевритистые глины верхнефранского подъяруса; *6* — слоистые органогенные известняки и доломиты; *7* — сульфатно-карбонатные отложения; *8* — рифогенные отложения; *9* — глинистые известняки; *10* — известняки; *11* — мергели; *12* — доломиты; *13* — нефтяная залежь; *14* — тектонические нарушения; *15* — западная граница распространения песчаников III пласта; *16* — поверхность размыва.

Амплитуда одноименной складки 100 м. Южное крыло ее более крутое (рис. 41). Свод структуры рельефно выражен по кровле верхнефранских и фаменских отложений, что обусловлено резким увеличением мощности верхнефранского подъяруса, представленного массивными рифогенными известняками.

В разрезе Западно-Тэбукского месторождения четко выделяются два этажа нефтеносности: 1) нижний, объединяющий нефтенасыщенные доломиты силура, песчаники среднего девона и пашийского горизонта и содержащий основные запасы нефти, и 2) верхний, включающий в себя залежи нефти карбонатных отложений верхнего девона. Залежь нефти в кровле трещиноватых и местами выщелоченных доломитов силура массивная, образована за счет насыщения нефтью из III пласта, характеризуется низкими, не выдержанными по площади коллекторскими свойствами и небольшими дебитами скважин.

Более половины всех запасов нефти месторождения сосредоточено в песчаниках III и IIб пластов эйфельского яруса, развитых на всей площади месторождения, имеющих большую эффективную мощность (порядка 15—23 м), высокую пористость (18,5—20%) и проницаемость (от 190—534 до 1000 мД). Как правило, суточные дебиты скважин достигают 250—400 т. Залежи в этих пластах разобщены 3—5 м глинистым прослоем, местами не прослеживающимся, и практически являются единым эксплуатационным объектом. Водонефтяной контакт проходит на отметках минус 1752—1760 м. Залежи относятся к пластовым сводовым и лишь на западе к стратиграфически экранированным.

Песчаники IIа и Iв пластов живетского яруса сохранились от предпашийского размыва только в восточной части месторождения. Мощность их меняется от ноля на западе до 25—30 м на восточной периклинали, коллекторские свойства несколько ниже, чем в III и IIб пластах (средняя пористость 16—17%, проницаемость около 300 мД). Глинистые разделы между песчаниками маломощны и не могут служить достаточно надежными изолирующими покрышками, о чем свидетельствует и общая с нижележащими продуктивными пластами отметка водонефтяного контакта. По характеру залегания песчаников IIа и Iв пластов залежи нефти в них должны быть отнесены к стратиграфически экранированными, по существу же они вместе с песчаниками IIб и III пластов и доломитами силура образуют единую пластово-массивную залежь нефти с единой покрышкой из кыновско-саргаевских глин и с единым водонефтяным контактом.

Нефти месторождения по своему составу разделяются на два типа. Первый тип объединяет нефти Iв, IIа, IIб, III пластов девона и силура. Они характеризуются как легкие, с повышенными содержаниями смол и масел, выход легких фракций при нагревании до 300° С 43—48%. Вязкость нефти в пластовых условиях 1,2—2,0 сПз. Идентичность состава нефтей подтверждает гипотезу о взаимосвязи залежей васькерской свиты и пластов III, IIб и IIа.

Нефть второго типа находится в пласте $Ф_1$ фаменского яруса, характеризуется в сравнении с нефтями первого типа как утяжеленная, вязкая, с повышенным содержанием серы и смол 10,2—21,3%. Содержание масел 49,2—62,8%, выход легких фракций при нагревании до 300° С составляет 38—42%.

Особенностью всех нефтей Западно-Тэбукского месторождения является их резкая недонасыщенность газом. Дефицит давления насыщения по сравнению с пластовым давлением в залежах нижнего этажа нефтеносности 54—75 кгс/см² и верхнего 82 кгс/см².

Залежь нефти в верхнефранских рифогенных известняках массивная и приурочена к наиболее высокой части структуры. Известняки местами сильно выщелочены и кавернозны (при бурении наблюдаются провалы инструмента с полной потерей циркуляции промывочной жидкости). Дебиты отдельных скважин достигают нескольких сотен тонн в сутки. Начальное положение водонефтяного контакта определено на отметке минус 1220 м. Этаж нефтеносности составляет более 110 м.

Залежи в фаменских отложениях ($Ф_1$ и $Ф_0$) пластовые сводовые и приурочены к пористым прослоям доломитизированных известняков, разделенных глинистыми известняками. Дебиты скважин меняются в зависимости от пористости и проницаемости известняков и достигают 20—30 т/сут. Залежи верхнего этажа нефтеносности разрабатываются на Западно-Тэбукском месторождении самостоятельной сеткой скважин и имеют подчиненное значение.

Палеотектонический анализ показывает, что Западно-Тэбукская структура сформировалась на месте ранее существовавшего структурного выступа, погружавшегося с северо-запада на юго-восток. Уже в верхнем девоне возникла структурно-стратиграфическая ловушка большой емкости, благоприятная для образования в ней залежей нефти и газа. Окончательно Западно-Тэбукская структура сформировалась, по-видимому, в послемезозойское время.

Мичаюское, Северо-Савиноборское и Восточно-Савиноборское нефтяные и Пашнинское нефтегазовое месторождения

Особый интерес с точки зрения выявления условий формирования залежей нефти и газа представляют месторождения, приуроченные к Мичаю-Пашнинской цепочке брахиантиклинальных структур, расположенных в зоне сочленения восточной краевой части Ижма-Печорской платформенной впадины с западным бортом Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба. Здесь расположены структурные ловушки, которые были первыми на пути миграции углеводородов из наиболее погруженных участков прогиба (рис. 42).

Приуроченность Пашнинской, Восточно-Савиноборской, Северо-Савиноборской и Мичаюской структур к одному тектоническому валу в зоне сочленения платформы с Предуральским прогибом, узкая линейно-вытянутая форма и высокая для платформенных условий амплитуда Пашнинской и западных крыльев Восточно- и Северо-Савиноборской структур свидетельствуют о вероятном расположении указанных складок над региональным тектоническим нарушением в фундаменте, признаки которого отмечены по данным

электроразведки, сейсморазведки и гравиметрии. Кроме того, в одной из глубоких скважин на Исаковской структуре зафиксировано внедрение диабазов в толщу верхнедевонских известняков.

Разрез девонских отложений на структурах Мичаю-Пашнинской зоны сходен с разрезами более западных районов, но характеризуется увеличенными мощностями отдельных горизонтов. В основании среднего девона под песчаниками III пласта здесь залегают темно-серые глинистые известняки с комплексом фауны, характерным для вязовского горизонта. Песчаники III и IIб пластов довольно хорошо выделяются на Пашнинской площади, но являются уже уплотненными (пористость 10—11%), а в районе Северного Савинобора и Мичаю они замещены плотными алевролитами.

Нижняя часть живетского яруса представлена толщей глин и глинистых известняков афонинского горизонта мощностью 200 м, а верхняя — терригенными отложениями старооскольского горизонта, достигающего здесь мощности 310—340 м. Основная нижняя часть старооскольского горизонта (Iв пласта) сложена мощной толщей хорошо отсортированных мелкозернистых кварцевых песчаников до 240 м мощностью, а верхняя — чередованием

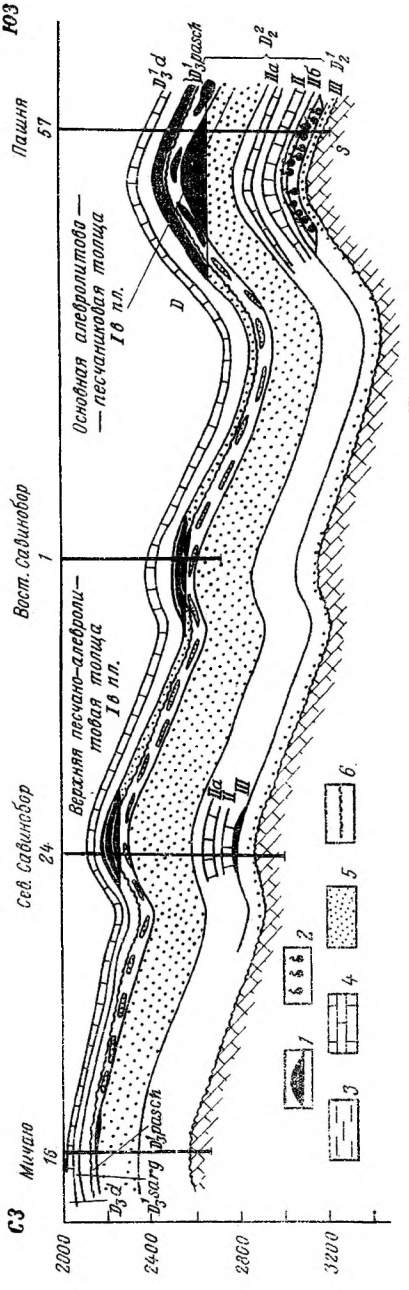


Рис. 42. Геологический профиль по линии Мичаю—Пашня.

1 — нефть; *2* — газ; *3* — глины; *4* — известняки; *5* — песчаники; *6* — поверхность несогласия.

линзовидных прослоев песчаников и алевролитов с прослоями темно-серых аргиллитов. Верхняя пачка Iв пласта наиболее развита на Пашнинской площади, а на севере, в Мичаю, она полностью срезается предпашийским размывом.

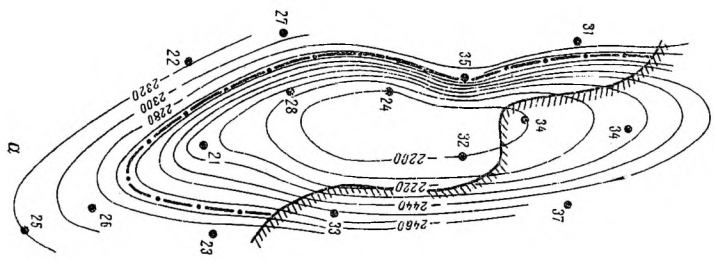
На песчаниках живетского яруса с небольшим угловым несогласием залегает пачка темно-серых битуминозных аргиллитов пашийского горизонта, заключающих в себе прослои и линзы песчаников. На Пашнинской структуре мощность песчаников пашийского горизонта иногда достигает 20 м. К северу она постепенно убывает, и на Мичаюской площади песчаники нацело замещаются аргиллитами.

При общем региональном погружении палеозойских пород от Тимана на восток к Предуральскому прогибу емкость структурных ловушек в Мичаю-Пашнинской зоне определяют амплитуды западных крыльев и северо-западных периклиналей. Наиболее рельефно выражена Пашнинская структура. Амплитуда западного крыла в поддоманиковых отложениях девона более 300 м, амплитуда северной периклинали более 250 м. Значительно меньше амплитуда Пашнинской структуры в каменноугольных и особенно в пермских отложениях, что свидетельствует об относительно раннем (не позднее карбона) времени ее формирования.

Наименьшая амплитуда характерна для Мичаюской структуры весьма расплывчатой формы. Восточно-Савиноборская и Северо-Савиноборская складки занимают промежуточное положение между Пашнинской и Мичаюской и имеют достаточно высокоамплитудные западные крылья (более 130—150 м), но значительно меньшую амплитуду северных периклиналей, которые и определяют емкость этих ловушек.

По кровле нижнепермских карбонатных отложений наиболее высокой является Северо-Савиноборская структура (рис. 43), однако вследствие сокращения мощности верхнедевонских отложений от Северного Савинобора в сторону Мичаюской площади более чем на 190 м в последней продуктивные отложения среднего девона вскрываются на самых высоких отметках в пределах Мичаю-Пашнинской структурной зоны. Наглядное представление о гипсометрическом положении структур дает геологический профиль вдоль Мичаю-Пашнинского вала через наиболее глубокие скважины (рис. 42).

Доказана промышленная продуктивность песчаников III и IIб пластов эйфельского яруса на Пашнинской площади, где из них получены фонтаны газа и конденсата, фонтаны легкой нефти получены из основной толщи песчаников Iв пласта старооскольского горизонта на Пашнинской и Мичаюской структурах, а также из прослоев песчаников верхней части Iв пласта и пашийского горизонта на Пашне, Восточном и Северном Савиноборе. Кроме того, на Пашнинской и Северо-Савиноборской структурах установлены залежи нефти в фаменских, турнейских и артинско-кунгурских карбонатных отложениях.



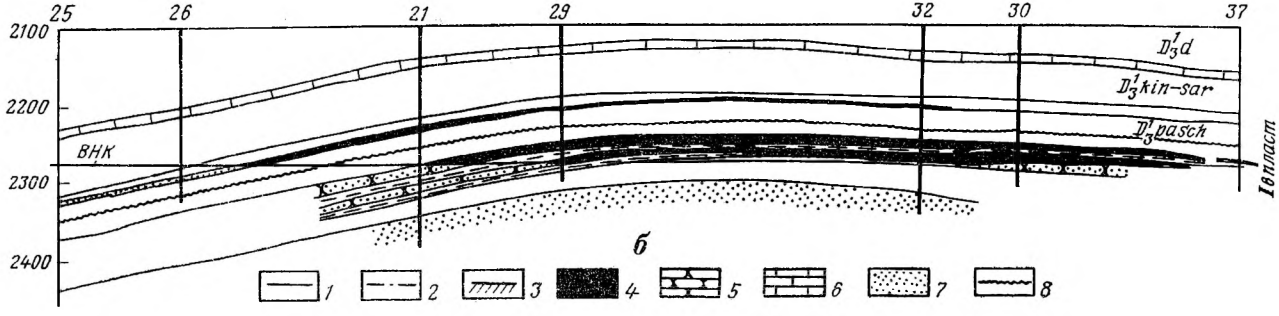


Рис. 43. Структурная карта по кровле проницаемых песчаников Iб пласта пашийского горизонта (*а*) и геологический профиль (*б*) Северо-Савиноборского месторождения нефти.

1 — изогипсы кровли песчаников пласта Iб; *2* — контур нефтеносности; *3* — граница замещения песчаников непроницаемыми породами; *4* — нефтенасыщенные песчаники; *5* — водонасыщенные песчаники; *6* — известняки доманика; *7* — пачка основных водонасыщенных песчаников живетского яруса; *8* — поверхность несогласия.

Нефти живетских и пашийских отложений легкие и значительно недонасыщены газом.

Нефти из фаменских и нижнепермских отложений более тяжелые, сернистые и так же, как и верхнедевонские нефти Западно-Тэбукского месторождения, содержат очень небольшое количество растворенного газа. Как видим, и здесь наблюдается существенное отличие среднедевонско-нижнефранских нефтей от фаменских и нижнепермских. Отчетливо выступает сходство между поддоманиковыми нефтями Западно-Тэбукского месторождения и месторождений Мичаю-Пашнинского вала. По мнению авторов, это обусловлено составом органического вещества и сходными условиями его захоронения и последующего преобразования в углеводороды на всей нефтесборной площади.

Аналогичным образом, по-видимому, можно объяснить сходство между нефтями верхнего этажа нефтеносности месторождений Ижма-Печорской впадины.

Некоторые отличия в плотности, газонасыщенности и давлениях насыщения нефтей в поддоманиковых отложениях подавляющего большинства месторождений Ижма-Печорской впадины могут быть вызваны влиянием процессов дифференциального улавливания наиболее легких углеводородов первыми встречающимися на пути миграции ловушками. При этом первичное заполнение ловушек вероятно происходило в результате миграции углеводородов в виде нефти с полностью растворенным в ней газом, т. е. при превышении пластового давления над давлением насыщения, так как в случае одновременной миграции нефти и газа эффект дифференциального улавливания, несомненно, проявился бы значительно сильнее и привел бы к резкому различию в соотношении газообразных и жидких углеводородов в различных структурах, чего в действительности не наблюдается.

По распределению в поддоманиковых отложениях девона залежей и их характеристике Пашнинское месторождение резко отличается от всех других месторождений Ижма-Печорской впадины. В четко выраженной высокоамплитудной Пашнинской структуре (рис. 44) в уплотненных песчаниках III и IIб пластов верхнеэйфельского подъяруса на глубине 3200—33 000 м встречена газоконденсатная залежь с небольшой оторочкой из легкой нефти. В каждом кубометре газа содержится 240—346 см^3 стабильного конденсата, представляющего собой прозрачную, почти бесцветную жидкость плотностью 0,711—0,725 г/см^3. Наличие нефтяной оторочки доказано скв. 60, которая в процессе исследования вначале фонтанировала газоконденсатной смесью дебитом 194 тыс. м^3/сут газа и и 109 м^3/сут конденсата, а затем постепенно перешла на нефть. Нефть оторочки легкая, плотностью 0,818 г/см^3, практически бессернистая (0,005%), с содержанием парафина 5,8%, бензина 37,4%, масел 58,5%, смол 2,5%, асфальтенов 0,3%.

Над песчаниками и алевролитами эйфельского яруса залегает 200—210 м толща глин и мергелей афонинского горизонта живет-

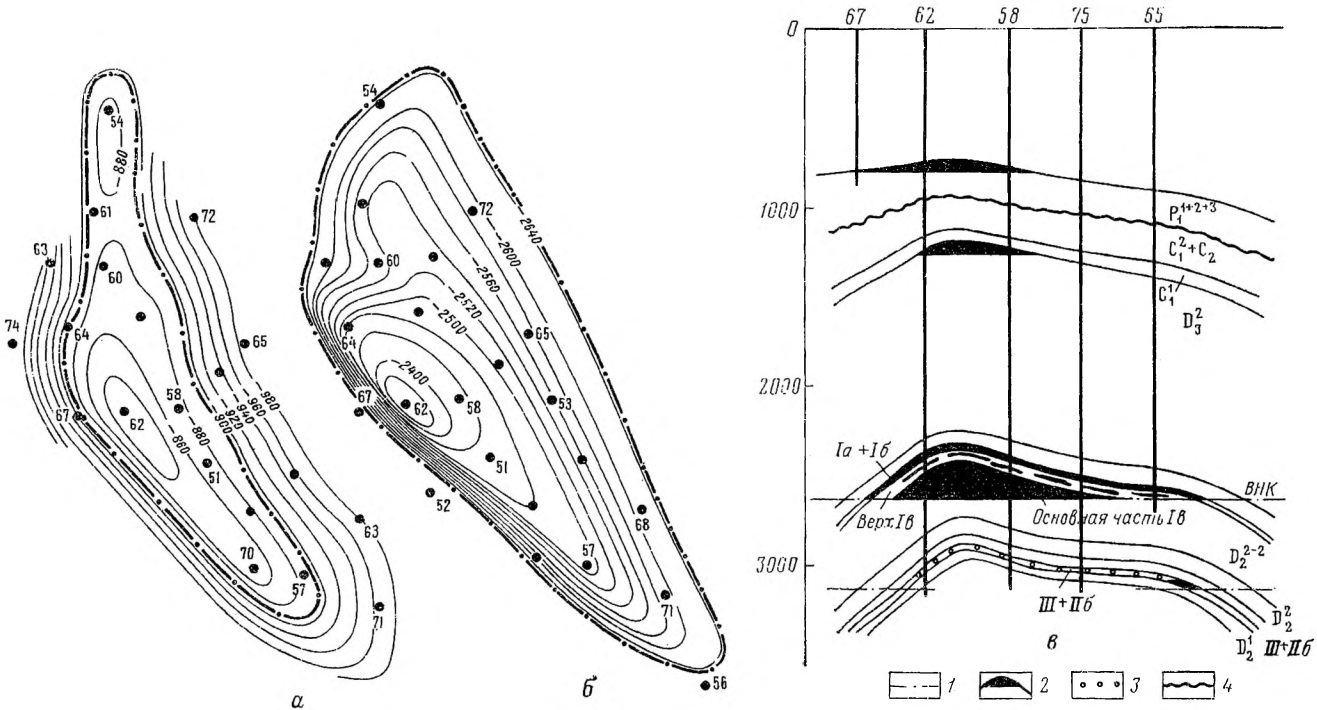


Рис. 44. Структурные карты (*а*, *б*) и геологический профиль (*в*) Пашийского месторождения нефти.

а — по поверхности проницаемых карбонатных пород нижней перми, *б* — по кровле проницаемых песчаников Iб пласта пашийского горизонта; *1* — контур нефтеносности; *2* — нефть; *3* — газ; *4* — поверхность размыва.

ского яруса, служащих покрышкой для газоконденсатной залежи. Выше залегает толща песчаников старооскольского горизонта мощностью до 340 м с прослоями алевролитов в верхней части. В песчаниках содержится массивная залежь нефти плотностью 0, 836 г/см³ с давлением насыщения 139,7 кгс/см² и газовым фактором 126 м³/т. Водонефтяной контакт проходит по отметке минус 2640 м, высота нефтяной залежи составляет 225 м, пластовое давление на глубине 2670 м 285,0 кгс/см². На песчаниках старооскольского горизонта залегает пачка пород пашийского возраста со слоем черных битуминозных глин мощностью 10—15 м в основании, а выше пласты песчаников Iб и Iа, разделенных прослоем глин в 5—10 м. Пласты песчаников содержат залежь нефти плотностью 0,836 г/см³ с давлением насыщения 154—156 кг/см² и газовым фактором 149—166 м³/т. Такой высокой газонасыщенности нефти и такого высокого давления насыщения в девонских нефтях других месторождений не наблюдается. В качестве других особенностей Пашнинского месторождения следует отметить наличие в своде структуры в песчаниках пашийского и живетского возраста черного блестящего хрупкого битума, заполняющего почти все поровое пространство между кварцевыми песчаниками и окрашивающего песчаники в темно-серый цвет. Интересно, что такой же битум типа асфальтита встречен в газонасыщенных песчаниках на структурах Омра-Сойвинского поднятия и в среднедевонских песчаниках, содержащих газоконденсатную залежь, на Джебольской площади. По данным В. Э. Левенсона, аналогичного характера битумы встречены в газоносных песчаниках Елшанского, Песчано-Уметского и других месторождений Саратовского Поволжья. В. Э. Левенсон связывает происхождение этих битумов с сорбцией песчаниками наиболее тяжелых компонентов нефти при ретроградном испарении ее легких компонентов.

На Пашнинском месторождении наблюдаются участки интенсивно нефтенасыщенных песчаников, расположенных более чем на 100 м ниже ВНК в мощной толще песчаников старооскольского горизонта. Такие нефтенасыщенные песчаники, свидетельствующие о значительно более низком положении водонефтяного контакта в прошлом, зафиксированы в керне, поднятом из скв. 68 и 71. Особенности строения Пашнинского месторождения можно объяснить формированием залежей в поддомаников отложениях девона по определенной схеме (рис. 45).

К концу девонского или в нижнекаменноугольное время в поддомаников отложениях Пашнинской структуры уже сформировались залежи нефти как в песчаниках пашийского и старооскольского горизонтов, так и в песчаниках III и IIб пластов эйфельского яруса. При этом, вероятно мощная толща песчаников старооскольского горизонта, обладающая огромной емкостью, в пределах структуры оказалась заполненной лишь частично. В конце верхнекаменноугольного времени произошел резкий подъем Пашнинской структуры, в результате которого ее сводовая часть была

выведена на дневную поверхность, о чем свидетельствует резкое сокращение мощности каменноугольных отложений и полное выпадение отдельных пачек пород в своде структуры по сравнению с разрезами на ее крыльях.

Во время этого подъема структуры пластовое давление в поддомаников ых отложениях оказалось ниже давления насыщения, часть растворенного газа выделилась из нефти, образовав газовые шапки соответственно в III, Iв, Iб и Iа пластах. При резком уменьшении газонасыщенности нефти часть наиболее тяжелых асфаль-

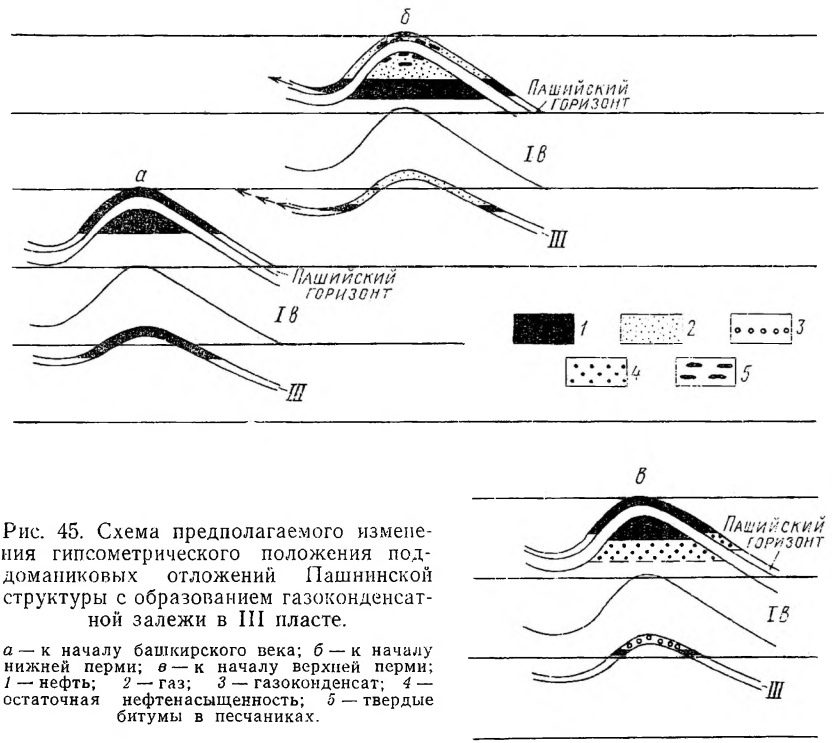


Рис. 45. Схема предполагаемого изменения гипсометрического положения поддомаников ых отложений Пашнинской структуры с образованием газоконденсатной залежи в III пласте.

а — к началу башкирского века; *б* — к началу нижней перми; *в* — к началу верхней перми; *1* — нефть; *2* — газ; *3* — газоконденсат; *4* — остаточная нефтенасыщенность; *5* — твердые битумы в песчаниках.

тенов и смол выпала из нефти в поровом пространстве песчаников в своде структуры, часть нефти из сравнительно небольших по мощности песчаников III пласта эйфельского яруса и пашийского горизонта была вытеснена газовыми шапками за пределы структурной ловушки, и ранее существовавшее в этих пластах соотношение между газообразными и жидкими углеводородами сдвинулось в сторону увеличения доли легких газообразных компонентов .В мощной толще песчаников живетского яруса при образовании газовой шапки произошло лишь понижение водонефтя-

ного контакта нефтяной залежи без вытеснения нефти за пределы ловушки и поэтому здесь количественное соотношение легких и тяжелых углеводородов изменилось в значительно меньшей мере только за счет выпадения из нефти наиболее тяжелых асфальтенов и смол.

В пермское и триасовое время вновь происходит погружение Пашнинской структуры, сопровождающееся накоплением толщи осадочных пород мощностью свыше 1000 м, а следовательно и значительным увеличением пластовых давлений в поддомаников-ых отложениях. Увеличение пластовых давлений привело к постепенному уменьшению объема газовых шапок в пашийских и живетских песчаниках и затем к полному растворению газа в нефти, причем в результате изменившихся соотношений легких и тяжелых углеводородов в пашийских отложениях весь газ смог раствориться в нефти уже только при значительно большем пластовом давлении, что и фиксируется аномально высоким давлением насыщения в залежах пашийского горизонта (154—156 кгс/см^2). В основных мощных песчаниках старооскольского горизонта (Iв пласт), где соотношение между легкими и тяжелыми углеводородами почти не изменилось, давление насыщения при полном растворении газа газовой шапки в нефти, по-видимому, оказалось близким к первоначальному (140 кгс/см^2). О резком уменьшении объема залежи в Iв пласте при растворении газовой шапки в нефти свидетельствует остаточное нефтенасыщение песчаников, отмеченное значительно ниже (более чем на 100 м) современного положения водонефтяного контакта.

Наконец, соотношение газа и нефти в песчаниках III пласта в Пашнинской структуре оказалось таким, что при увеличении пластового давления в пермско-триасовое время произошло частичное растворение нефти в газе с образованием относительно небольшой по размерам газоконденсатной залежи. Можно полагать, что аналогичным образом сформировалась и газоконденсатная залежь в поддомаников-ых отложениях девона на Джебольской структуре.

Существуют и другие мнения относительно механизма образования газоконденсатной залежи в III пласте Пашнинского месторождения. Так, С. М. Домрачев считал, что в процессе формирования Предуральского прогиба в пермское время среднедевонские отложения к востоку от Пашнинского месторождения были погружены на значительно большую по сравнению с последним глубину (до 4—4,5 км). При этом в них генерировались новые порции преимущественно газообразных метановых углеводородов, в результате подтока которых по песчаникам III пласта в последнем и образовалась газоконденсатная залежь.

Высказанное предположение представляется нам малоубедительным, так как при погружении поддомаников-ых отложений девона в Предуральском прогибе на значительную глубину и генерации в них значительных дополнительных количеств газообраз-

ных углеводородов последние должны были бы мигрировать вверх по восстанию слоев не только по базальным песчаникам III пласта эйфельского яруса, а в первую очередь по вышележащей мощной толще регионально выдержанных песчаников старооскольского горизонта (Iв пласт), отделенных от III пласта всего 200-м глинисто-карбонатной пачкой афонинского горизонта. При этом на всех структурах Мичаю-Пашнинского вала, расположенных как и Пашнинская структура на границе с Верхнепечорской впадиной Предуральского прогиба, в среднедевонских отложениях должны были бы образоваться либо газоконденсатные залежи, либо залежи нефти с аномально высокой газонасыщенностью. Однако ни в одном из месторождений Мичаю-Пашнинского вала, кроме Пашнинского, этого не наблюдается.

Основываясь на наличии газоконденсатных залежей в III пласте эйфельского яруса Пашнинского месторождения и в живетских песчаниках Печорогородской структуры, вскрытых скважинами на глубинах 3200—3300 м, С. М. Домрачев высказал предположение, что на глубинах свыше 3,5 км будут встречаться преимущественно газовые и газоконденсатные залежи. О преимущественно газоконденсатном характере залежей на больших глубинах писали и другие геологи (А. Я. Кремс, В. Д. Наливкин, Э. В. Чайковская, Е. Л. Дьяконова, 1971 и др.). Практика поискового и разведочного бурения в Тимано-Печорской провинции до глубин в 4—4,5 км показывает, что значительная глубина залегания продуктивных отложений и высокое пластовое давление являются только одним из главных условий образования газоконденсатных залежей. Так, на Усинском месторождении Колвинского мегавала из поддомаников отложений девона с глубин 3000—3300 м получены притоки легкой нефти плотностью 0,840—0,850 г/см^3, резко недонасыщенной газом ($p_{пл}$=340 кгс/см^2, $p_{нас}$=84 кгс/см^2). В опорной скважине на Харьягинской структуре Колвинского мегавала из среднедевонских песчаников с глубины 3608—3628 м получен приток легкой высокопарафинистой нефти (0,855 г/см^3), приток тяжелой нефти (0,924 г/см^3) с глубины 3472—3608 м из нижнепермских известняков получен в скв. 1 Сыня в Большесынинской впадине Предуральского прогиба, а насыщенные тяжелой нефтью нижнепермские известняки подняты с глубины около 3500 м в скв. 1 Андроново на погружении Войской структуры Печорской гряды. В 1971 г. фонтан легкой (0,825 г/см^3) парафинистой нефти, резко недонасыщенной газом, был получен из среднедевонских песчаников с глубины 3900—3996 м на Верхнегрубешорской структуре в Денисовской впадине и приток минерализованной воды с утяжеленной нефтью (0,883 г/см^3) из силурийских доломитов с глубины 3370—3591 м на Среднемакарихинской структуре в Хорейверской впадине.

В то же время притоки газа и конденсата получены из верхнепермских песчаников с глубины 1743—1797 м на Василковской структуре Шапкина-Юрьяхинского вала, из нижнепермских

известняков с глубины 2222—2245 м на Лаявожской структуре в Денисовской впадине, из пермско-каменноугольных известняков с глубины 2100—3450 м крупнейшего Вуктыльского месторождения в Предуральском прогибе и из поддоманиковых отложений девона с глубины 2570—3400 м на Печоро-Городской, Печоро-Кожвинской и Кыртаиольской структурах Печоро-Кожвинского мегавала.

Из приведенного видно, что решающим фактором в образовании газовых и особенно газоконденсатных месторождений является, по-видимому, не глубина залегания продуктивных горизонтов в настоящее время, а геологическая история и особенно мобильность территории в прошлом, чередование значительных по амплитуде погружений и поднятий крупных тектонических элементов, к которым приурочены газоконденсатные месторождения, наличие в разрезе надежных непроницаемых покрышек и т. д.

Кроме описанных залежей, приуроченных к поддоманиковым отложениям девона, на Пашнинском месторождении разведаны еще две промышленные залежи нефти в карбонатных отложениях фаменского и турнейского ярусов и в нижней перми. Нефтяная залежь в пористых и кавернозных известняках и доломитах фаменского яруса вскрыта на глубинах 1350—1430 м, имеет этаж нефтеносности 80 м. Залежь массивная, с водонефтяным контактом на отметке минус 1288 м и относительно небольшими запасами утяжеленной (0,869 г/см^3) сернистой (0,58%) смолистой (10,7%) и парафинистой (3,3%) нефти, недонасыщенной газом в пластовых условиях. Пластовое давление 132—140 кгс/см^2. Режим залежи водонапорный. Вмещающие залежь породы местами сильно выщелочены и закарстованы, при бурении в них наблюдаются провалы инструмента и полное поглощение промывочной жидкости.

Самая верхняя залежь нефти в карбонатных породах нижней перми вскрыта скважинами на абсолютных отметках минус 736—896 м. Этаж нефтеносности достигает в своде структуры 160 м. Залежь массивная, эффективные мощности нефтенасыщенных известняков и доломитов меняются от 0 до 42 м, нефть тяжелая (0,902 г/см^3), сернистая (1,5%), смолистая (11,5%), с газовым фактором 14,1 м^3/т. Режим залежи водонапорный, по геологическим запасам она может быть отнесена к средним.

Лузское нефтяное месторождение

Месторождение расположено в пределах Лыжско-Лузской структурной ступени, где сейсморазведкой оконтурены Верхнелыжская и Лузская структуры широтного простирания. Поисковым бурением установлена нефтеносность верхнедевонских отло-

жений на Лузской структуре, залежи нефти и газа на Верхнелыжской структуре отсутствуют. Лузское месторождение отличается от других месторождений Ижма-Печорской впадины по свойствам нефти.

В разрезе Лузской площади уменьшается мощность кыновско-саргаевской глинисто-мергелистой пачки. Состав франско-фаменских отложений преимущественно карбонатный. В них широко развиты поровые и порово-трещинные коллекторы, представленные биогермными разностями известняков при подчиненном значении прослоев глин и мергелей.

Нефтепроявления и нефтенасыщение отдельных прослоев в керне отмечены в силуре, среднем и верхнем девоне и нижней перми. Однако промышленные притоки нефти получены только в сводовой скважине из песчаников пашийского горизонта, залегающих под 20-метровой пачкой кыновских глин, а также из пористых доломитов и известняков воронежского горизонта и нижней части фаменского яруса. В других скважинах нефтенасыщение носит остаточный характер.

Залежь нефти в пашийских песчаниках пластовая сводовая, осложненная литологическим замещением песчаников на западе алевролитами, очень небольших размеров. Нефть легкая (0,858 г/см^3), малосернистая (0,58%) высокопарафинистая (6,57%). Пластовое давление на глубине 2140 м составляет 215,2 кг/см^2, пластовая температура 62,3° С, давление насыщения нефти газом 112,5 кгс/см^3, газовый фактор 51,1 м^3/т.

Залежи нефти в воронежском горизонте и нижней части фаменского яруса приурочены к пористым водорослевым и органогенно-детритусовым известнякам, вскрытым сводовой скв. 201 соответственно на глубинах 1987—1980 м и 1860—1851 м. Нефти этих залежей близки по составу, легкие (0,826—0,828 г/см^3), малосернистые (0,23—0,35%), сильно парафинистые (6,7—5,9%) по Гольде, с содержанием бензиновых фракций, вскипающих до 200° С, 26,3—25,0%. Пластовые давления в залежах составляют 200 и 195,4 кгс/см^2, температура 58,6 и 51,7° С, давление насыщения 94 и 58 кгс/см^2, газовый фактор 49,5 и 13,7 м^3/т.

Из приведенных данных, видно, что все три залежи имеют небольшие размеры, для нефти характерно высокое содержание парафина, необычное для других месторождений Ижма-Печорской впадины, но встречающееся в нефтях на структурах Печоро-Кожвинского мегавала непосредственно к востоку от Лузского месторождения.

Близкий состав нефти выявленных на Лузском месторождении залежей, их небольшие размеры, отсутствие сколько-нибудь мощных непроницаемых покрышек и широкое распространение в разрезе остаточного нефтенасыщения пород и нефтепроявлений свидетельствуют о процессах вертикальной миграции нефти. Можно предполагать, что ранее в поддомаников отложениях Лузской и Верхнелыжской структур существовали значительные по разме-

рам залежи нефти. Однако при окончательном формировании структур Печоро-Кожвинского мегавала в послемезозойское время емкость Лузской и Верхнелыжской структурных ловушек резко уменьшилась за счет подъема их восточных периклиналей, и приуроченные к ним залежи нефти были в значительной степени расформированы в результате ремиграции ее в гипсометрически более высокие структуры Печоро-Кожвинского мегавала, а также вертикальной миграции и рассеивания по разрезу. На примере Лузского месторождения отчетливо видна роль полупроницаемых покрышек в распределении залежей нефти по разрезу.

Лемьюское нефтяное месторождение

Месторождение расположено в центральной части Ижма-Печорской впадины и приурочено к малоамплитудной и очень пологой структуре, прослеживающейся в верхнепермских отложениях и переходящей в девоне в структурный нос, раскрывающийся в южном направлении. Нефтенасыщенными являются невыдержанные по площади линзовидные прослои песчаников нижней части казанского яруса, залегающие на глубинах от 600 до 900 м. Эффективная мощность отдельных прослоев и линз песчаников достигает 6—8 м, а лучшие по коллекторским свойствам разности имеют пористость до 25% и проницаемость до 50 мД. Насыщающая песчаники нефть утяжеленная (0,889 г/см^3), сернистая (0,97%), высокосмолистая, с низким содержанием бензиновых фракций и газовым фактором около 1 м^3/т. Пластовое давление на глубине 653 м составляет 74,3 кгс/см^2, пластовая температура 24° С и давление насыщения нефти газом 3 кгс/см^2. Из-за высокой вязкости практически полностью дегазированной нефти дебиты скважин очень низки и лишь в отдельных случаях достигают 4—6 т/сут. Из-за сложного строения нефтенасыщенных песчаников и малодебитности скважин разведка месторождения прекращена.

На территории восточного склона Южного Тимана и Ижма-Печорской впадины нефтенасыщение и притоки нефти в поддоманиковых отложениях девона установлены еще на целом ряде площадей (Порожская, Кыкаиольская, Ираиольская, Ленавожская, Сотчемьюская, Кынаиольская, Троицко-Печорская и др.), что указывает на возможность выявления в дальнейшем в этих районах еще большего количества структурных и структурно-стратиграфических залежей. Пока разведаны лишь наиболее четко выраженные и высокоамплитудные структуры, и лишь на Южном Тимане предприняты первые попытки поисков и разведки залежей в структурно-стратиграфических ловушках (Западно-Изкосьгоринская, Чернореченская, Зеленецкая и другие площади).

Месторождения Печоро-Кожвинского мегавала

В пределах мегавала выделяется ряд крупных блоков фундамента, испытывавших на протяжении додевонского и девонского времени преимущественное погружение по системе крупных разломов, сопровождавшееся накоплением терригенно-карбонатных отложений с резко увеличенными мощностями по сравнению с разрезами прилегающих Ижма-Печорской и Денисовской впадин и литологофациальной изменчивостью. Различная скорость погружения каждого из блоков фундамента обусловила значительные градиенты изменения мощностей отложений и резкое несовпадение структурных планов между различными структурными подэтажами со смещением сводов локальных структур третьего порядка на несколько километров. Последнее обстоятельство весьма затрудняет разведку глубоко залегающих горизонтов среднего девона и силура.

Изучение строения глубоких горизонтов Печоро-Кожвинского мегавала с помощью сейсморазведки начато лишь в последние годы и этим в значительной мере объясняется низкая эффективность глубокого бурения на первом этапе, когда поисковые скважины закладывались в сводах локальных структур по верхним горизонтам без учета смещения структурных планов.

К настоящему времени глубоким бурением изучено лишь несколько структур центральной части Печоро-Кожвинского мегавала, а среднедевонские отложения вскрыты на восьми площадях (Мутный Материк, Дзеля-Тереховейская, Каменская, Кыртаиольская, Печоро-Кожвинская, Печоро-Городская, Среднешапкинская и Южно-Лыжская).

Установлено широкое распространение нефтегазоносности по разрезу, причем выявлены преимущественно мелкие и средние по запасам газоконденсатные, газовые и нефтяные залежи.

Широкое распространение нефтегазопроявлений и разнообразный состав углеводородных скоплений обусловлены, по-видимому, неоднократными подвижками по нарушениям и переформированием структурного плана. Значительные скопления углеводородов выявлены пока только на Лыжско-Кыртаиольском валу и в Печоро-Городской структурной зоне.

Каменское нефтяное месторождение

Месторождение расположено в западной части Лыжско-Кыртаиольского вала и приурочено к одноименной антиклинальной складке северо-западного простирания. Западное крыло структуры крутое, переходящее в региональный флексуро-сброс, протягивающийся вдоль западной границы Лыжско-Кыртаиольского вала. В фундаменте и нижних горизонтах осадочного чехла под флексурой расположен один из региональных разломов, по

которым Печоро-Кожвинский мегавал сочленяется с Ижма-Печорской впадиной. Восточное крыло складки более пологое.

Подошва девонских отложений на Каменской структуре залегает ориентировочно на глубинах 4000—4500 м. Пробуренными скважинами вскрыты фаменские, франские и верхнеживетские отложения, причем практически по всему разрезу отмечены газонефтепроявления вплоть до кратковременных выбросов. В карбонатных породах фаменского яруса отмечены примазки загустевшей нефти по трещинам и насыщение отдельных пористых разностей жидкой нефтью. В залегающих под верхнефранской мергельно-глинистой толщей карбонатно-терригенных отложениях мендымского и доманикового горизонтов выделяются три пачки кварцевых песчаников пористостью до 15%, в различной степени насыщенных нефтью. Пашийские и живетские отложения представлены чередованием пластов кварцевых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники битуминозны, прослоями нефтенасыщены. Большая часть песчаников представлена разностями, но в отдельных пластах пористость достигает 8—15%. Присводовыми скв. 3 и 4 вскрыта лишь верхняя часть среднедевонских отложений, представленная песчано-алевролитово-глинистой толщей старооскольского горизонта мощностью 400 м.

При опробовании отдельных пачек песчаников старооскольского горизонта, залегающих на глубинах 2450—2442 и 2346—2336 м, получены небольшие притоки воды с нефтью и растворенным газом. Нефть, полученная из интервала 2346—2336 м в количестве 0,5 м^3/сут, легкая (0,836 г/см^3), малосернистая (0,23%), высокопарафинистая (12,3%,) с содержанием акцизных смол 13%. Содержание фракций, выкипающих до 200° С, 21,5%, фракций, выкипающих до 300° С, 43%, начало кипения 69° С, температура застывания парафинов 16° С.

Полупромышленный приток нефти получен также при опробовании пачки песчаников доманикового горизонта в скв. 4 (в интервале 2006—1997 м). Скважина периодически кратковременно фонтанировала нефтью плотностью 0,831 г/см^3, содержание серы в ней 0,22%, парафинов 12,49%, смол акцизных 10%. Содержание фракций, вскипающих до 200° С, 21,8%, фракций, выкипающих до 300° С, 41%. Начало кипения нефти 49° С, температура застывания парафинов 14° С.

Растворенный в нефти газ имеет состав характерный для нефтяных и газоконденсатных месторождений: метана 81,3%, этана 7,17%, пропана 3,55%, бутанов и пентанов 1,08%, азота и инертных 6,4%.

По характеристике и составу нефть в живетских и франских отложениях Каменской структуры близка к нефти в залежах Лузского месторождения, что позволяет предполагать существование единого источника, откуда эти нефти мигрировали при формировании залежей.

Кыртаиольское газоконденсатнонефтяное месторождение

Месторождение расположено в центральной части Лыжско-Кыртаиольского вала между Каменской структурой на северо-западе и Югидской структурой на юго-востоке и приурочено к одноименной складке сложного геологического строения (рис. 46, 47). Кыртаиольская структура выявлена и оконтурена по отложениям фамена. Первые поисковые скважины оказались непродуктивными из-за неблагоприятного структурного положения по поддомаиниковым отложениям девона и глубокого залегания последних. Из трех первых пробуренных на площади скважин только в скв. 2 вскрыты поддомаиниковые нижнефранские отложения. В 1966—1969 гг. сейсморазведочными работами было установлено резкое смещение свода структуры в поддомаиниковых отложениях девона и силура на восток на расстояние до 6—7 км относительно положения свода в фаменских отложениях, на основании чего Кыртаиольская структура была вторично введена в глубокое поисковое бурение.

В фаменских отложениях Кыртаиольская структура имеет резко асимметричное строение с крутым западным и относительно пологим восточным крыльями и вытянутой южной периклиналью. В своде структуры на поверхность выходят фаменские, а на крыльях развиты каменноугольные и пермские отложения. Восточное крыло постепенно переходит в прогиб, отделяющий Кыртаиольскую структуру от Печоро-Городского вала, а западное крыло имеет флексурообразный характер, обусловленный наличием в фундаменте и нижних комплексах осадочного чехла крупного дизъюнктивного нарушения. Установлено резкое увеличение мощности додевонских и особенно средне- и верхнедевонских отложений на Кыртаиольской структуре по сравнению с прилегающими на западе и востоке участками.

В поддомаиниковых отложениях девона Кыртаиольская структура также имеет крупные размеры и осложнена несколькими небольшими куполовидными поднятиями амплитудой 100—150 м.

Пробуренными скважинами вскрыты верхне- и среднедевонские отложения вплоть до нижнего девона (скв. 8). Разрез живетского и эйфельского ярусов представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники имеют пористость до 10—12% и проницаемость до 225 мД. Вскрытый разрез среднедевонских отложений достигает 1500 м, причем на долю песчаников приходится более 25%.

Нефтегазоносны среднедевонские и нижнефранские отложения. При опробовании эйфельских отложений в скв. 11 в интервале 3168—3180 м получен приток минерализованной воды дебитом 10 м³/сут, а из верхней пачки песчаников афонинского горизонта в скв. 11 в интервале 2920—2910 м получен приток вазелиноподобной высокопарафинистой нефти дебитом 13 м³/сут. Нефть

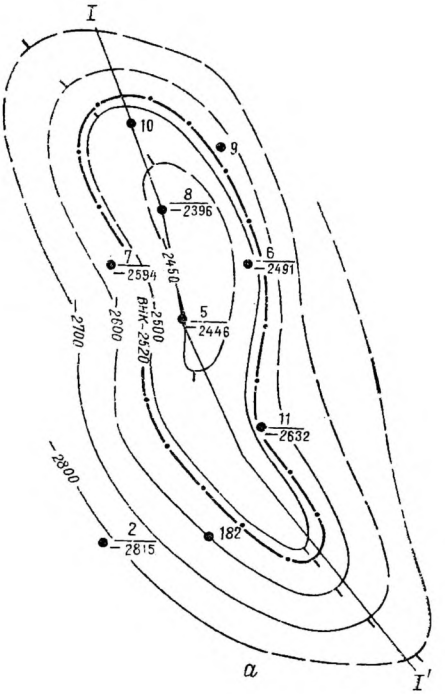
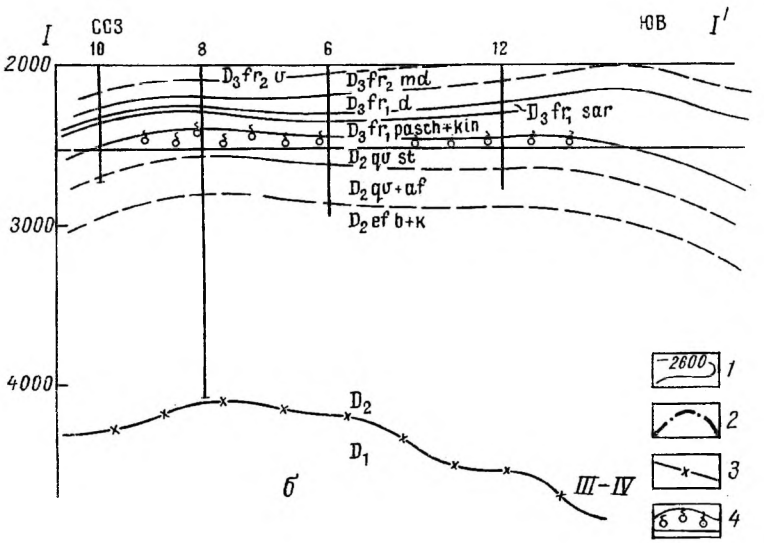


Рис. 46. Структурная карта (*а*) и геологический профиль (*б*) Кыртаиольского месторождения газа.

1 — изогипсы кровли песчаников живетского яруса; *2* — газонефтяной контакт; *3* — отражающий горизонт III—IV; *4* — залежь газоконденсата.



легкая (0,821 г/см³), малосернистая (0,10%), высокопарафинистая (20,3% по Гольде), содержит всего 2,38% силикагелевых смол и практически не содержит асфальтенов. Температура начала кипения нефти 85° С, плавления парафина 54° С, содержание фракций, выкипающих до 200° 17,9%, фракций, выкипающих до 300°, 34%. Выше по разрезу из основной пачки песчаников старооскольского горизонта в скв. 11 в интервале 2658—2667 м получен приток минерализованной воды, а в скв. 5 в интервале 2568—2610 м — фон-

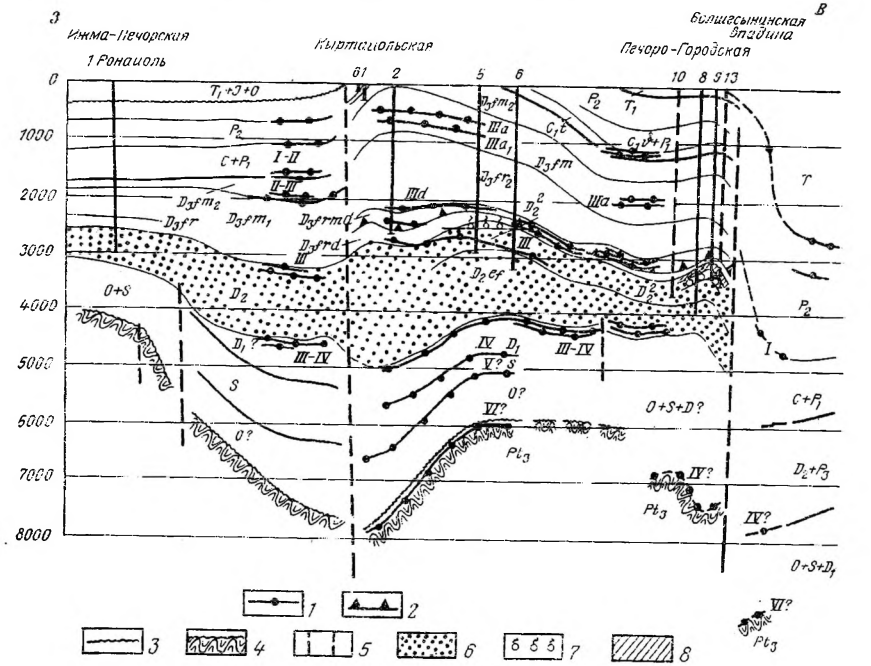


Рис. 47. Сейсмогеологический профиль вкрест простирания южной части Печоро-Кожвинского мегавала.

1 — отражающие сейсмические границы; *2* — подошва доманика; *3* — поверхности несогласия; *4* — предполагаемая поверхность фундамента; *5* — предполагаемые тектонические нарушения по данным сейсморазведки; *6* — терригенная толща среднего девона и нижнего карбона; *7* — газ; *8* — покрышки.

таны газа дебитом 82,4 тыс. м³/сут через штуцер диаметром 20 мм и нефти 22 т/сут. Высокопарафинистая нефть получена в скв. 9.

Нефть легкая (0,8293 г/см³), малосернистая (0,27%), высокопарафинистая (10,65% по Гольде); компонентный состав: газ+ +бензин 23%, масла 73%, смолы силикагелевые 3,2%, асфальтены 0,7%.

Газ имеет состав, характерный для газоконденсатных залежей: метан 86,5%, этан 7,0%, пропан 2,2%, бутан 0,7%, пентан 0,3%, гексан+высшие 0,1%, плотность газа 0,776 кг/м³. Пластовое давление в залежи составляет 268 кгс/см², пластовая температура

58° С. Водонефтяной контакт, по данным электрокаротажа, находится на отметке минус 2520 м, нефтяная оторочка, по-видимому, не имеет промышленного значения. В скв. 6 верхняя часть верхней основной пачки песчаников старооскольского горизонта в интервале 2515—2531 м также имеет благоприятную каротажную характеристику, указывающую на их газонасыщенность. Газоконденсатная залежь пока не оконтурена, но данные бурения позволяют оценивать ее запасы в несколько десятков миллиардов кубометров газа. Разведка месторождения продолжается.

Печоро-Кожвинское и Печоро-Городское нефтегазовые месторождения

Месторождения расположены к северо-востоку от Кыртаиольского месторождения и приурочены к одноименным локальным структурам Печоро-Городского вала (рис. 48, 49). Печоро-Городская и Печоро-Кожвинская структуры имеют сравнительно небольшие размеры и асимметричное строение, западные крылья относительно пологие (4—9°), северо-восточные крутые, переходящие в очень крутую флексуру с амплитудой в несколько километров над региональным глубинным разломом, ограничивающим с северо-востока Печоро-Кожвинский авлакоген. Амплитуда структур в верхнепермских отложениях в пределах замкнутого контура составляет 150—200 м и увеличивается с глубиной до 400 м по кровле песчаников среднего девона.

Скважинами изучен разрез пермских, каменноугольных и девонских отложений до верхней части эйфельского яруса. Поддоманиковые отложения нижнефранского подъяруса и среднего девона вскрыты на Печоро-Городской структуре в шести скважинах и на Печоро-Кожвинской в пяти. На максимальную глубину разрез поддоманиковых отложений вскрыт скв. 8 Печоро-Городская в интервале 3095—4005 м. В этой скважине разрез снизу вверх представлен аргиллитами и алевролитами койвенского и бийского горизонтов верхнеэйфельского подъяруса преимущественно плотными аргиллитами, мергелями и алевролитами афонинского горизонта и толщей песчаников и алевролитов старооскольского горизонта.

В верхней части старооскольского горизонта залегает основная пачка песчаников мощностью 110—130 м, с которой связаны промышленные газоконденсатные залежи Печоро-Городского и Печоро-Кожвинского месторождений. Песчаники среднего девона имеют резко меняющиеся коллекторские свойства как по разрезу, так и по площади, причем пористость их варьирует от 5,5 до 11—12%, а по данным промысловой геофизики до 13—18%, проницаемость 50—60 мД. В соответствии с коллекторскими свойствами резко меняется и продуктивность скважин, дебиты газа от первых десятков кубометров в сутки до 700 тыс. м³/сут, конденсата 180 т/сут.

Над среднедевонскими отложениями залегает толща глинисто-мергелистых отложений пашийского, кыновского и саргаевского горизонтов, в нижней части которой в некоторых скважинах встречаются линзовидные прослои песчаников. Глины и мергели этой толщи служат покрышкой для газоконденсатных и нефтяных залежей в старооскольских и пашийско-кыновских песчаниках. Промышленно нефтегазоносны среднедевонские и нижнефранские отложения.

Из нижней части среднедевонских отложений с глубины 3632 м в скв. 8 Печоро-Городская получен приток минерализованной воды, а с глубины 3402 м приток газа. В скв. 10 с глубины 3447 м из песчаников пашийского горизонта получен приток легкой нефти. Это позволяет условно проводить нижнюю границу газоконденсатной залежи на Печоро-Городской площади на отметках не выше минус 3402 м.

На Печоро-Кожвинском месторождении положение газоводяного контакта точно не установлено. Судя по пластовому давлению в присводовой скв. 21, расчетное положение подошвы газоконденсатной залежи предполагалось на отметке минус 3350 м. Однако при опробовании в скв. 22 интервала 3195—3487 м получен слабый приток газа без признаков воды, что возможно объясняется уплотненностью разреза. Вместе с газом в скв. 22 выносилось небольшое

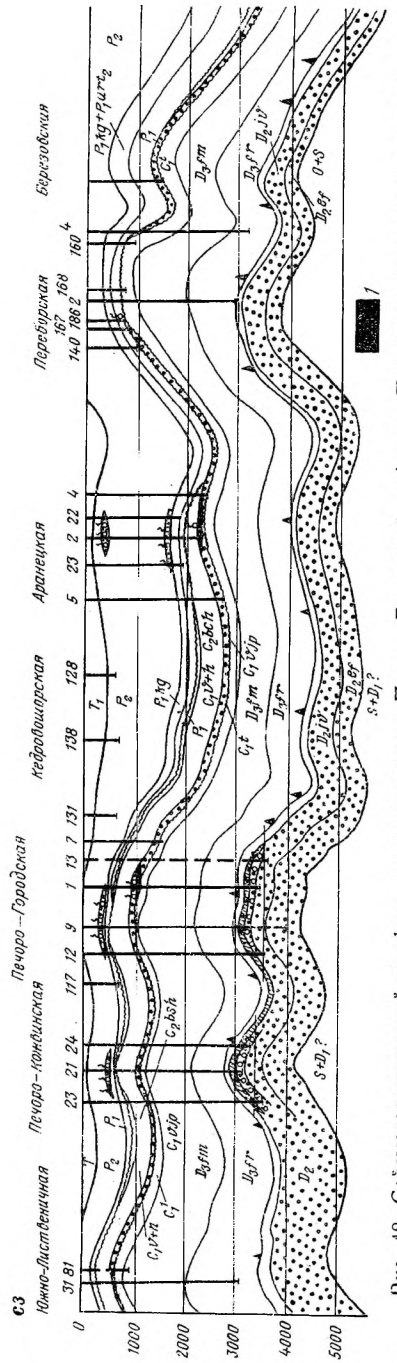


Рис. 48. Сейсмогеологический профиль по простиранию Печоро-Городской и Аранец-Переборской структурных зон.
1 — нефть; остальные условные обозначения см. на рис. 47.

количество нефти плотностью 0,768—0,800 г/см³ с содержанием парафина 1,9—28,5%.

Притоки газоконденсатной смеси получены в скв. 1, 8, 9, 12 на Печоро-Городской площади и 21, 22, 23 на Печоро-Кожвинской. Выявленные залежи, по-видимому, пластовые сводовые.

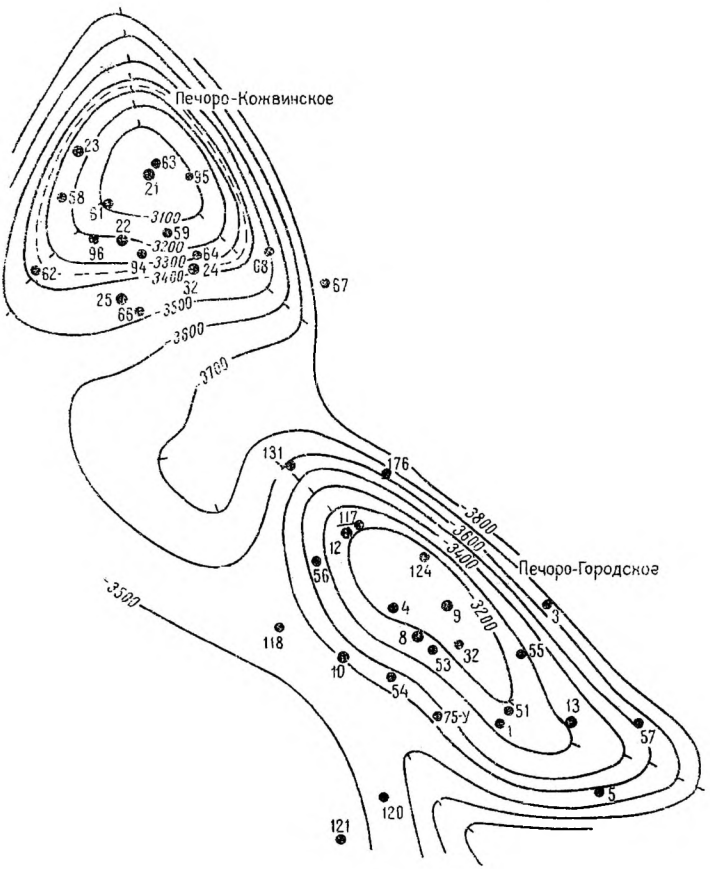


Рис. 49. Структурная карта по кровле песчаников живетского яруса Печоро-Городского и Печоро-Кожвинского месторождений газа.

По анализам устьевых проб в газе содержится метана 82,8—78,9%, этана 7,2—8,7%, пропана 3,4—4,6%, бутана 2,0—2,5%, пентана 1,0—1,1% гексана 0,3—0,5% азота и редких 2,8—3,7%.

Конденсат имеет плотность 0,733—0,741 г/см³, вязкость 0,99—1,07 сСт, начало кипения 41,5° С, выкипает до 200° С 74,5% и до 300° 93%, содержание серы 0,13 и парафина до 10—14%.

Суммарные запасы газа в залежах старооскольского горизонта Печоро-Городского и Печоро-Кожвинского месторождений составляют около 12 млрд. м³.

Из песчаников пашийского и кыновского горизонтов в скв. 10 и 24 получены притоки нефти. Нефть из скв. 24 (интервал опробования 3390—3380 и 3362—3356 м, эффективная мощность песчаников около 4 м) легкая, плотность ее 0,827 г/см³, малосернистая (0,50%) высокопарафинистая (5,6—6,6%) вязкость при 20° С 12,0—13,4 сСт, до 200° С выкипает 27% и до 300° С — 49%. Пластовое давление на глубине 300 м составляет 334,1 кгс/см², температура 68,5° С. Давление насыщения нефти газом 280 кгс/см², газовый фактор по однократному разгазированию глубинных проб нефти не менее 289 м³/т, в пластовых условиях плотность нефти составляет 0,663 г/см³.

Растворенный в нефти газ содержит метана 66%, этана 12,9%, пропана 9,2%, бутана 5,5%, пентана 2,8%, гексана и высших 1,3%. Таким образом, состав газа типичен для газоконденсатных месторождений. Давление насыщения нефти газом также не очень сильно отличается от пластового давления.

Дебит нефти при исследовании скв. 24 Печоро-Кожвинская составил около 25 т/сут через 7-мм штуцер, однако после отбора из скважины всего нескольких сот тонн нефти давление в пласте резко упало, что свидетельствует о вскрытии скважиной ограниченной по размерам линзы нефтенасыщенных песчаников. По-видимому, незначительные размеры имеет и залежь нефти, вскрытая скв. 10 на погружении юго-западного крыла Печоро-Городской структуры.

Помимо вышеописанных газоконденсатных и нефтяных залежей в поддоманиковых отложениях девона, на Печоро-Городской структуре выявлена очень небольшая залежь газа с нефтяной оторочкой в кровле песчаников яснополянского надгоризонта. Приток газа дебитом 100 тыс м³/сут получен только в скв. 51 на южной периклинали структуры (интервал опробования 1066—1069 м). Газ содержит 86,1% метана, 13,1% азота и редких, около 0,5% этана и 0,3% углекислоты. В других скважинах даже на более высоких гипсометрических отметках из песчаников яснополянского надгоризонта получены притоки воды с пленками высокосмолистой вязкой нефти плотностью 0,950—0,970 г/см³. Опытная эксплуатация скв. 51 показала, что запасы газа во вскрытой залежи составляют всего несколько миллионов кубометров.

Таким образом, несмотря на прекрасные коллекторские свойства песчаников угленосной свиты (яснополянского надгоризонта) и наличие четких антиклинальных структур, а также прямые признаки нефтегазоносности песчаников, ни на Печоро-Городской, ни на Печоро-Кожвинской площади промышленных залежей нефти и газа в этих песчаниках не выявлено из-за отсутствия в отложениях визейского яруса и нижней перми глинистых пачек пород, которые могли бы обеспечить сохранность залежей углеводородов

в песчаниках угленосной свиты. По существу скважинами на Печоро-Городской и Печоро-Кожвинской структурах встречены лишь остатки ранее существовавших более крупных залежей.

Еще выше по разрезу, в песчаниках нижней части казанского яруса на Печоро-Городском и Печоро-Кожвинском месторождениях встречены небольшие по размерам залежи преимущественно метанового газа с оторочками из утяжеленной и тяжелой нефти. Газоносные песчаники имеют линзовидное строение и представлены полимиктовыми средне- и мелкозернистыми разностями пористостью до 22—24% и проницаемостью до 300—400 мД. Эффективные мощности отдельных линзовидных прослоев достигают 7—10 м.

Наиболее продуктивной оказалась скв. 59 на Печоро-Кожвинском месторождении, в которой начальное пластовое давление на глубине 548 м оказалось равным 74,1 кгс/см^2, а пластовая температура 12—13° С. Дебит газа в скв. 59 составлял около 200 тыс. м^3/сут, а рабочие дебиты через штуцеры диаметром 5 и 8 мм соответственно 28 и 53 тыс. м^3/сут.

Газ метановый (96,8%), с небольшой примесью этана (0,7%), а также азота и редких (2,4%). Газовые залежи имеют небольшие оторочки из нефти различного состава и плотности (0,847 г/см^3 в скв. 61, 0,856—0,872 г/см^3 в скв. 63 и 62 Печоро-Кожвинского месторождения, 0,895—0,903 г/см^3 в скв. 51, 124 и других Печоро-Городского месторождения).

Наиболее высокодебитный приток нефти (20 м^3/сут) получен при опробовании интервала 548—530 м в скв. 61 на Печоро-Кожвинском месторождении, в других скважинах дебиты нефти измеряются единицами тонн. Нефть из скв. 61 имеет плотность 0,847 г/см^3 и содержит серы 0,64%, парафина 2,2%, асфальтенов 1,6%. Нефть из других скважин более тяжелая и содержит значительное количество смол и асфальтенов. Все нефтяные оторочки в верхнепермских отложениях небольших размеров и не имеют промышленного значения.

Аранецкое нефтегазовое месторождение

Месторождение расположено на северо-восточном склоне Печоро-Кожвинского мегавала к югу от Печоро-Городского месторождения и приурочено к Аранецкой антиклинальной складке.

Аранецкая структура представляет собой узкую линейно вытянутую антиклинальную складку северо-западного простирания амплитудой около 300 м. Юго-западное крыло структуры относительно пологое, а северо-восточное более крутое, переходящее в очень крутую флексуру с углом падения до 70—80° и амплитудой в несколько километров. Строение отложений девона практически не изучено.

Пробуренными скважинами вскрыты отложения триасового, пермского и каменноугольного возраста до глубины 2500 м, при-

чем в сводовой части выявлены нефтяная залежь в песчаниках яснополянского надгоризонта и две газовые залежи в песчаниках верхней перми. В пробуренных скважинах отмечались нефтегазопроявления практически по всему разрезу визейского яруса и верхней перми. Более глубоко залегающие горизонты верхнего и среднего девона скважинами не вскрыты.

Наиболее гипсометрически глубокая на Аранецкой структуре залежь нефти в яснополянском надгоризонте визейского яруса вскрыта присводовой скв. 2 в интервале 2288—2280 м и приурочена к самой верхней части толщи песчаников и алевролитов общей мощностью 110—130 м. В разрезе яснополянского надгоризонта преобладают кварцевые разнозернистые песчаники пористостью до 20,1% и проницаемостью более 100 мД.

При опробовании в скв. 2 интервала 2280—2288 м получен фонтанный приток легкой нефти дебитом 32 т/сут при работе через штуцер диаметром 4 мм. Залежь сводовая, водоплавающая, с водонефтяным контактом на отметке минус 2206 м. Высота залежи составляет в скв. 2 всего 8—10 м. Во всех других скважинах песчаники яснополянского надгоризонта вскрыты ниже 2206 м и они оказались обводненными. Таким образом, несмотря на наличие крупной Аранецкой структуры с большой нефтесборной площадью и прекрасными коллекторскими свойствами средневизейских песчаников, приуроченная к последним залежь нефти очень небольшая, что объясняется залеганием непосредственно над песчаниками доломитов и известняков верхневизейского подъяруса, не обладающих достаточными изолирующими свойствами.

Нефть, полученная в скв. 2 имеет плотность 0,832 г/см^3, малосернистая (0,89%), парафинистая (2,65% по Гольде), смолистая (9%) и характеризуется высоким содержанием легких фракций (до 200° С выкипает 32,5%, до 300° С — 57%). Нефть отличается очень высокой газонасыщенностью, при пластовом давлении в нефтяной залежи 244,5 кгс/см^2, давление насыщения нефти газом составляет 240,5 кгс/см^2, а газовый фактор 210 м^3/т.

Выделяющийся из нефти газ при давлении в сепараторе 5 кгс/см^2 содержит 86,6% метана, 5,2% этана, 2,6% пропана, 1,4% бутана, 0,5% пентана и гексана, 2,9% азота и редких и 0,8% углекислого газа.

Таким образом, нефть предельно насыщена газом и достаточно даже небольшого (4—5 кгс/см^2) понижения пластового давления (например при вертикальной миграции нефти из средневизейских песчаников через толщу перекрывающих их доломитов и известняков пермо-карбона и терригенных отложений верхней перми и триаса), чтобы из нефти начал выделяться растворенный в ней газ.

По-видимому, именно процессами вертикальной миграции нефти и выделявшегося из нее газа и объясняется наличие углеводородов по всему разрезу в присводовой части Аранецкой структуры вплоть до самой поверхности (нефтенасыщение и примазки

нефти в карбонатных отложениях карбона и нижней перми, небольшие залежи в линзовидных прослоях песчаников верхней перми и триаса). Так, небольшая залежь газа вскрыта в песчаниках нижней части казанского яруса верхней перми в скв. 22 (интервал 1730—1722 м, дебит 1,5 тыс. м³/сут) и татарского яруса в скв. 21 (интервал 769—703 м, дебит после гидропескоструйной перфорации и гидроразрыва 20,6 тыс. м³/сут). Особенно наглядная картина газонасыщенности песчаников верхней перми получена при фонтанировании газом и водой за технической колонной скв. 1. Температурные замеры в технической колонне при фонтанировании скважины показали значительное понижение температуры против серии песчаных прослоев, свидетельствующее об одновременном их продуцировании газом и водой, причем верхние работающие прослои выделялись на глубине всего 200 м или у самой поверхности.

Помимо описанных выше месторождений в пределах Печоро-Кожвинского мегавала интересные данные о нефтегазоносности средневизейских песчаников получены на Переборской, Южно-Лиственичной, Югидской, Худоюльской и Войской структурах.

Так, на расположенной непосредственно к югу от Аранецкого месторождения и гипсометрически самой высокой Переборской структуре Печоро-Городского вала в средневизейских песчаниках, развитых на крыльях и периклиналях структуры и размытых в ее своде, на глубине 900—1000 м выявлена залежь высокопарафинистой нефти вазелиноподобной консистенции. Образование этой залежи, по-видимому, произошло в результате выпадения парафинов из нефти при ее миграции через толщу средневизейских песчаников при температуре начала загустевания парафинов.

На Южно-Лиственичной структуре, расположенной к северо-западу от Печоро-Кожвинского месторождения, в средневизейских песчаниках, перекрытых аргиллитами и мергелями тульского горизонта, на глубине 664—653 м выявлена небольшая залежь тяжелой и очень вязкой нефти. Дебит нефти при опробовании скв. 81, определенной по подъему уровня, составил 9,9 м³/сут. Нефть имеет плотность 0,981 г/см³, содержит серы 1,3% и парафина 0,43%.

На Южно-Лиственичной структуре, расположенной к северо-к югу от Кыртаюльского месторождения, также установлено насыщение средневизейских песчаников и карбонатных отложений верхнего визе тяжелой нефтью. Промышленно нефтенасыщенными являются визейские песчаники на Югидском месторождении, где они залегают на глубине от 505 до 580 м. Нефть тяжелая (0,920—0,950 г/см³), сернистая (0,98%), почти не содержит парафина (0,7%), характеризуется очень высоким содержанием акцизных смол (48%) до 300° С выкипает 33%.

Геологические запасы нефти в средневизейских песчаниках Югидского месторождения из-за высокой ее вязкости и низкой дебитности скважин отнесены к забалансовым. Интенсивное нефтенасыщение отмечено также в органогенных пористых и трещи-

новатых известняках тульского горизонта, непосредственно перекрывающих нефтеносные песчаники, нефте- и битумопроявления в керне встречены в карбонатных породах верхней части визейского яруса и нижней перми и песчаниках верхней перми.

На Худоиольской структуре примазки нефти встречены в карбонатных отложениях фаменского и турнейского возраста, а из средневизейских песчаников в скв. 151 с глубины 250—263 м получены слабые притоки тяжелой нефти (0,982—0,988 г/см^3) с водой.

На расположенной к югу от Худоиольской структуры Войской антиклинали визейские закированные песчаники выведены на поверхность и используются для выработки абразивных изделий.

Поддомаииковые отложения девона на Аранецкой, Переборской, Югидской, Худоиольской и Войской структурах скважинами не вскрывались и, безусловно, являются перспективными для поисков в них газоконденсатных и нефтяных залежей (по аналогии с Кыртаиольским, Печоро-Городским и Печоро-Кожвинским месторождениями).

Месторождения Денисовской впадины

Денисовская впадина является одним из наиболее крупных тектонических элементов Тимано-Печорской провинции. Она протягивается параллельно Тиману с юго-востока на северо-запад более чем на 250 км, раскрываясь на севере к Печорскому морю, а на юге постепенно переходят в более погруженную Большесынинскую впадину Предуральского прогиба.

По верхним горизонтам осадочного чехла (мезозой—пермь-карбон) происходит погружение слоев от обрамляющих Денисовскую впадину структур Печоро-Кожвинского и Колвинского мегавалов к ее центру. В нижних горизонтах осадочного чехла (ордовик-силур—нижний девон) наблюдается обратная картина: слои погружаются от центральной части Денисовской впадины, где четко вырисовывается крупный древний погребенный свод, в сторону Печоро-Кожвинского и Колвинского мегавалов.

В пределах Денисовской впадины выявлен целый ряд антиклинальных структур, приуроченных на северо-западе к Шапкина-Юрьяхинскому валу и в центральной части впадины — к Лайскому валу. Шапкина-Юрьяхинский вал (рис. 50), вероятно, является северо-восточным ответвлением Печоро-Кожвинского мегавала. С юга на север здесь оконтурены Юрьяхинская, Верхнегрубешорская, Пашшорская, Среднесерчейюская, Южно-Шапкинская, Шапкинская, Северо-Шапкинская, Ванейвисская, Василковская и Кумжинская структуры, причем последняя расположена уже в дельте Печоры. По отложениям перми, карбона и девона гипсометрически наиболее высокой является Пашшорская структура, от которой происходит погружение пород вдоль оси вала на северо-запад в сторону Василковской структуры по кровле карбонатов нижней перми более чем на 700 м. Все структуры этого вала

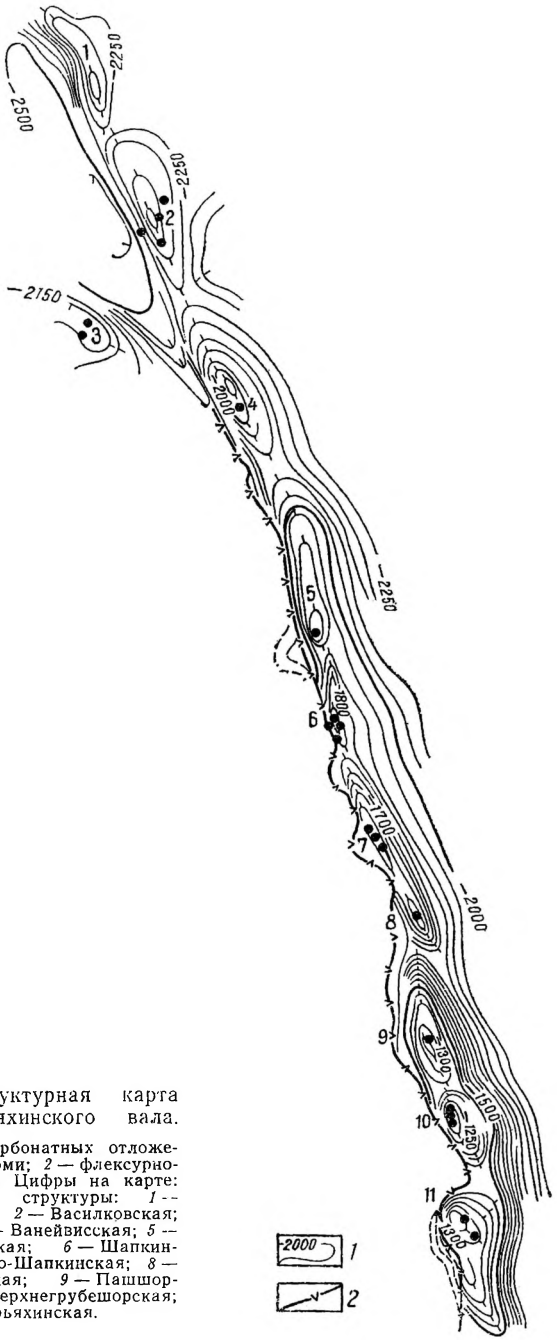


Рис. 50. Структурная карта Шапкина-Юрьяхинского вала.

1 — изогипсы карбонатных отложений нижней перми; *2* — флексурно-разрывная зона. Цифры на карте: антиклинальные структуры: *1* — Кужминская; *2* — Василковская; *3* — Удачная; *4* — Ванейвисская; *5* — Северо-Шапкинская; *6* — Шапкинская; *7* — Южно-Шапкинская; *8* — Среднесерчейюская; *9* — Пашшорская; *10* — Верхнегрубешорская; *11* — Юрьяхинская.

ют асимметричное строение, крутые юго-западные крылья переходят в крутой высокоамплитудный (до 400—1000 м) флексуророс над разломом в фундаменте, северо-восточные крылья относительно пологие.

Структуры Лайского вала в центральной части Денисовской впадины (Лаявожская, Мишваньская, Командиршорская) имеют более крупные размеры и пологие крылья.

Пробуренными скважинами вскрыт разрез осадочных отложений от мезозойских до среднедевонских включительно, предполагается наличие также более древних отложений нижнего девона и силура.

Промышленные залежи газа и нефти в Денисовской впадине выявлены в отложениях среднего девона, карбона, перми и триаса на пяти месторождениях: Верхнегрубешорском, Южно-Шапкинском, Шапкинском, Василковском и Лаявожском, что свидетельствует об исключительно высокой перспективности этой территории.

Верхнегрубешорское нефтяное месторождение

Месторождение расположено в южной части Шапкина-Юрьяхинского вала и приурочено к одноименной структуре (рис. 51). Верхнегрубешорская и Пашшорская структуры по поддоманиковым отложениям девона имеют общий контур и амплитуду около 300 м.

На Верхнегрубешорской структуре пробурено только две поисковых скважины, вскрывших разрез осадочных отложений от четвертичного и мелового возраста до живетского яруса среднего девона включительно. В разрезе живетского яруса в интервале 3790—3962 м скв. 1 вскрыты две пачки нефтенасыщенных песчаников старооскольского горизонта, с общей эффективной мощностью проницаемых слоев, по данным микрозондирования, свыше 70 м. Забой скважины при глубине 3996 м остановлен в отложениях афонинского горизонта живетского яруса.

В скважине при раздельном опробовании интервалов 3996—3866 и 3829—3790 м получены фонтаны легкой нефти дебитом соответственно 208 и 200 т/сут через штуцеры диаметром 12,5 и 12 мм. Нефть легкая (0,820 г/см^3), малосмолистая (15%), малосернистая (0,24—0,32%), сильно парафинистая (6,5 по Гольде), богатая легкими фракциями (до 300° С выкипает 54%). Пластовое давление в залежи на глубине 3920 м составляет 419 кгс/см^2, температура 91° С. Нефть резко недонасыщена газом: давление насыщения 116 кгс/см^2, газовый фактор 57 м^3/т.

Покрышкой, обеспечивающей сохранность нефтяной залежи в песчаниках старооскольского горизонта, служит пачка глинисто-мергелистых отложений кыновского и саргаевского горизонтов

мощностью более 100 м, а также достаточно мощная толща глин и мергелей верхнефранского подъяруса.

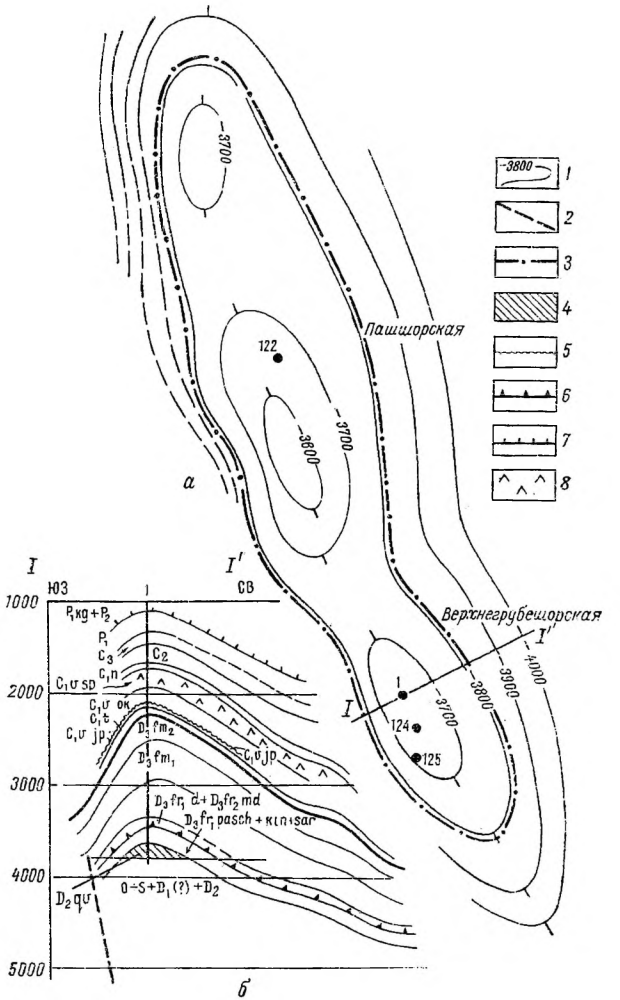


Рис. 51. Структурная карта (*а*) и геологический профиль (*б*) Верхнегрубешорского месторождения.

1 — изогипсы кровли песчаников живетского яруса; *2* — флексуро-разрывная зона; *3* — условный ВНК; *4* — нефть; *5* — поверхность размыва; *6* — подошва семилукских отложений; *7* — кровля известняков нижней перми; *8* — гипсово-ангидритовая толща визе.

Наличие песчаников в разрезе среднего девона к югу и северу от Верхнегрубешорской структуры, в Юрьяхинской и Шапкинской скважинах, большая высота выявленной нефтяной залежи (более

160 м) позволяли предполагать, что песчаники среднего девона нефтеносны в пределах всего замкнутого контура, объединяющего Верхнегрубешорскую и Пашшорскую структуры. Однако в скв. 3, расположенной на северной периклинали ниже на 102 м, притока нефти не получено.

Нефтегазоносность верхнедевонских, каменноугольных и нижнепермских отложений в пределах Верхнегрубешорского месторождения и Пашшорской структуры остается неизученной, а из верхнеартинских, кунгурских, верхнепермских и нижнетриасовых отложений при их опробовании в структурно-поисковых скважинах на Верхнегрубешорской площади получены притоки минерализованной воды с растворенным газом.

На Верхнегрубешорской структуре выявленная в песчаниках старооскольского горизонта живетского яруса крупная залежь легкой высокопарафинистой и резко недонасыщенной газом нефти занимает самое низкое гипсометрическое положение из всех промышленных газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей в Тимано-Печорской провинции (подошва залежи находится на отметке минус 3804 м).

Южно-Шапкинское нефтегазовое месторождение

Месторождение расположено к северу от Верхнегрубешорского месторождения в центральной части Шапкина-Юрьяхинского вала и приурочено к одноименной локальной, асимметричной антиклинальной структуре с крутым флексурообразным западным крылом и сравнительно пологим восточным (рис. 52). Амплитуда седловины, разделяющей собственно Южно-Шапкинское и Серчеюское структурные осложнения, около 100 м.

В присводовой части Южно-Шапкинской структуры пробурены поисковые скв. 21 и 23 глубиной 2506 и 2375 м, вскрывшие разрез четвертичных, меловых, юрских, триасовых и верхнепермских терригенных пород, а также преимущественно карбонатную толщу нижнепермских, верхне-, средне- и нижнекаменноугольных отложений до верхней части турнейского яруса включительно (скв. 21).

Кровля преимущественно глинистых известняков нижней перми вскрыта скв. 21 и 23 соответственно на глубинах 1385 и 1400 м (абсолютные отметки минус 1258 и 1293 м), а кровля верхней пачки проницаемых пористых известняков — на глубинах 1681 и 1693 м.

В преимущественно карбонатном разрезе сакмарского и ассельского ярусов нижней перми, гжельского и касимовского ярусов верхнего карбона, московского и башкирского ярусов среднего карбона, а также намюрского и визейского ярусов нижнего карбона, суммарной мощностью около 700—750 м, выделяется несколько мощных пачек высокопористых, сильно выщелоченных известняков и доломитов, разделенных более плотными, иногда

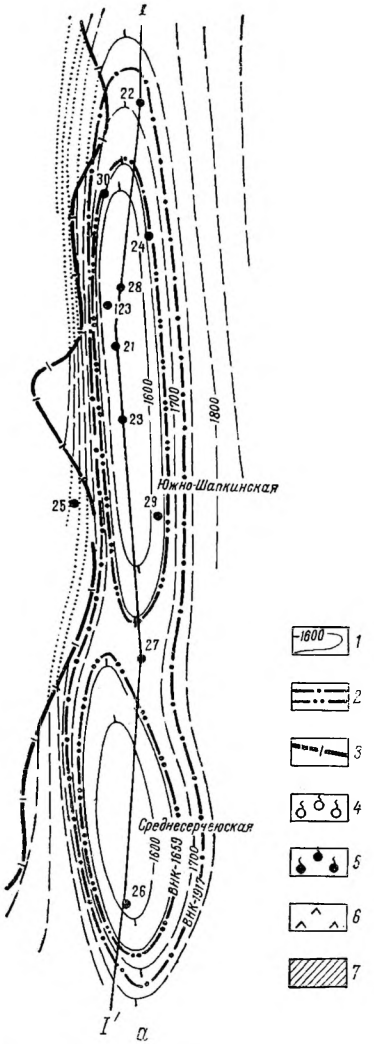
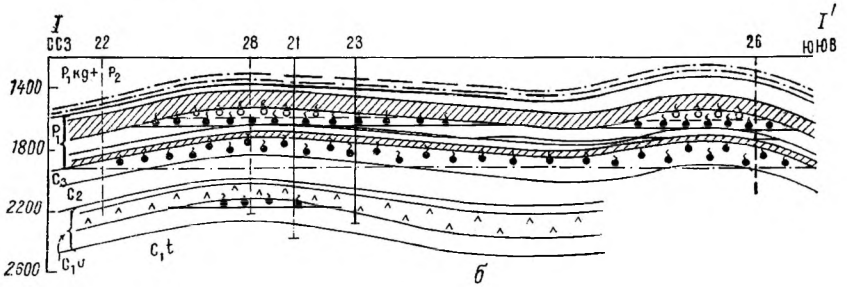


Рис. 52. Структурная карта (*а*) и геологический профиль (*б*) Южно-Шапкинского месторождения нефти и газа.

1 — изогипсы поверхности проницаемых карбонатных отложений нижней перми; *2* — условные ВНК; *3* — флексуро-разрывная зона; *4* — газ; *5* — нефть; *6* — ангидритовые породы; *7* — глинистые породы.



глинистыми разностями известняков. Высокопористые разности известняков и доломитов занимают в разрезе более 60%.

В основании визейского яруса скв. 21 в интервале 2400—2470 м вскрыты терригенные отложения яснополянского надгоризонта. При опробовании песчаников в интервале 2422—2435 м получен приток минерализованной воды плотностью 1,09 г/см³ и дебитом около 30 м³/сут. Обводненность этих песчаников, по-видимому, объясняется отсутствием непроницаемой покрышки, так как непосредственно под ними залегает пачка проницаемых карбонатных пород окского горизонта (интервал 2400—2290 м). Из верхней части этой пачки (интервал 2300—2290 м) непосредственно под нижней пачкой ангидритов серпуховского надгоризонта впервые в Тимано-Печорской провинции при опробовании получен фонтанный приток нефти с водой суточным дебитом 41 м³ через штуцер диаметром 5 мм, в том числе 33 м³ нефти и 8 м³ воды плотностью 1,16 г/см³ и соленостью 14° Be′. Нефть легкая (0,808 г/см³), малосмолистая, парафинистая (4,06% по Гольде), малосернистая (0,41%), богатая легкими погонами (до 300° С выкипает 53%), недонасыщенная газом. По данным исследования глубинных проб, давление насыщения составляет 140 кгс/см², тогда как пластовое давление равно 232 кгс/см². Содержание растворенного газа 101 м³/т. Компонентный состав газа, выделяющегося из нефти при однократном разгазировании, следующий: метана 69,7%, этана 9,1%, пропана 6,4%, бутана 5,5%, пентана 3,1%, гексана и высших 1,6%, азота и редких 4,5%, углекислого газа 0,1%. Плотность газа по воздуху 0,872.

Залежь водоплавающая, небольшая по размерам. Покрышкой служит толща ангидритов, чередующихся с проницаемыми доломитами серпуховского надгоризонта. Водонефтяной контакт по данным опробования и каротажа проходит на глубине 2300 м (абсолютная отметка минус 2173 м), высота залежи в скв. 21 составляет 10 м, но возможно продуктивны также прослои проницаемых доломитов, залегающие выше между пластами ангидритов (интервал переслаивания 2290—2180 м). Получение промышленного притока нефти из окско-серпуховских отложений на Южно-Шапкинской структуре позволило по-новому оценить перспективы этой части разреза на других площадях и уже привело к открытию залежи нефти на Усинском месторождении.

Выше по разрезу, в пористых карбонатах московского и касимовского ярусов, опробованием скв. 21 и 23 доказано наличие залежи легкой нефти. Высота ее около 150 м. Водонефтяной контакт отбивается на отметке минус 1942 в скв. 21 и минус 1930 м в скв. 23, т. е. несколько наклонен на северо-запад. Покрышкой являются уплотненные глинистые известняки верхней части гжельского и нижней части ассельского ярусов мощностью 50—70 м. Залежь массивная, водоплавающая. Пластовая вода имеет плотность 1,06—1,09 г/см³. Дебиты нефти составили 138—206 т/сут через штуцер диаметром 10 мм (скв. 23).

Нефть в залежи легкая (0,858 г/см^3), малосмолистая, высокопарафинистая (4,42% по Гольде), малосернистая (0,61%), с высоким содержанием легких фракций (до 300° С выкипает 45%) и газовым фактором, равным 94 м^3/т. Пластовое давление составляет 204 кгс/см^3, пластовая температура — 49° С, в отличие от нижней залежи давление насыщения нефти газом равно пластовому. Залежь высокодебитная, карбонатный коллектор, по данным промысловых исследований, характеризуется проницаемостью более 500 мД. Эффективная нефтенасыщенная мощность проницаемых пористых известняков и доломитов этой залежи составляет 60—70 м при общей мощности проницаемой пачки пород более 200 м.

Еще выше по разрезу в скв. 23 из пористых карбонатов ассельского яруса при опробовании интервалов 1808—1815 и 1832—1840 м получены фонтаны безводной нефти дебитом соответственно 240 и 194 м^3/сут. Нефть ассельского горизонта легкая (0,852 г/см^3), малосмолистая, парафинистая (3,77% по Гольде), малосернистая (0,54%), с высоким содержанием легких компонентов (до 300° С выкипает 48%) и газовым фактором, равным 93 м^3/т. Давление насыщения нефти газом составляет 185 кгс/см^2 и равно пластовому давлению, пластовая температура 42° С.

Эффективная мощность пористых известняков около 30 м, проницаемость, по данным промысловых исследований колеблется от 530 до 1320 мД. Пачка проницаемых нефтенасыщенных известняков ассельского яруса четко выделяется в разрезе обоих скважин. Покрышкой для залежи служит пласт уплотненных глинистых известняков мощностью 10—15 м. Судя по резкому спаду удельных сопротивлений в нижней части пачки проницаемых известняков, нефтяная залежь водоплавающая.

В самой верхней части проницаемой карбонатной толщи ассельско-сакмарского возраста скв. 21 и 23 выявлена газонефтяная залежь. В скв. 23 при опробовании интервала 1764—1772 м получен приток нефти с водой суммарным дебитом 29,4 м^3/сут через штуцер диаметром 5 мм. В процессе исследования вскрытого объекта приток воды усилился, и скважина прекратила фонтанировать. Судя по данным опробования и промысловой геофизики в интервале 1764—1772 м скважиной вскрыт водонефтяной контакт, проходящий примерно на отметке минус 1662 м. Полученная нефть сходна по составу с нефтью залежи ассельского яруса. Она легкая (0,858 г/см^3), малосмолистая, парафинистая (4,17% по Гольде), малосернистая (0,56%), с высоким содержанием легких фракций (47% выкипает до 300° С). Пластовое давление 176 кгс/см^2, температура 40,5° С, нефть полностью насыщена газом, давление насыщения равно пластовому давлению, газовый фактор 93 м^3/т. Выше по разрезу из интервала 1752—1743 м получен приток газа с нефтью, причем дебит газа при работе через штуцер диаметром 9 мм составил 76 тыс. м^3/сут, а промысловый газовый фактор 1100—1300 м^3/т. Таким образом, скважиной вскрыт газо-

нефтяной контакт, проходящий на глубине примерно 1750 м, а высота нефтяной оторочки в этом случае составляет около 19—20 м.

Еще выше, при опробовании в скв. 23 интервалов 1731—1710 и 1699—1693 м, сложенных пористыми известняками сакмарского яруса, получен фонтан газа и конденсата. Пластовое давление на глубине 1680 м составило 172,7 кгс/см^2, температура 38° С, статическое давление на устье скважины 149 кгс/см^3. Дебит газа при работе через штуцер диаметром 9 мм составил 82 тыс. м^3/сут, содержание конденсата по устьевым пробам колеблется в пределах 60—70 см^3/м^3. Газ имеет следующий состав: метан 91,0% вес., этан 2,1%, пропан 0,59%, бутан+высшие 0,88%, азот 4,93%, углекислый газ 0,5%. Высота газонефтяной залежи в сакмарском ярусе, судя по промыслово-геофизическим данным и результатам опробования, около 75 м, из которых нижние 20 м приходится на нефтяную оторочку. Покрышкой для залежи являются глинистые известняки артинского и кунгурского ярусов мощностью более 100 м.

Таким образом, первыми поисковыми скважинами на Южно-Шапкинском месторождении выявлено четыре залежи. Верхняя, приуроченная к известнякам сакмарского яруса, газовая с нефтяной оторочкой, а три других (в ассельском ярусе, верхнем карбоне и московском ярусе и в подангидритовой толще окско-серпуховских отложений) нефтяные. Нефти трех верхних залежей полностью насыщены газом, и давления насыщения в них равны пластовым, тогда как в окско-серпуховской залежи нефть значительно недонасыщена газом (давление насыщения меньше пластового давления на 92 кгс/см^2). Характеристика трех верхних залежей свидетельствует о том, что уплотненные глинистые известняки над верхнекаменноугольной и ассельской залежами являются полупокрышками, способными в какой-то мере удерживать нефть, и проницаемы для газа. Лишь артинско-кунгурские глинистые известняки способны частично удерживать газообразные углеводороды от вертикальной миграции.

По аналогии с Верхнегрубешорским месторождением можно предполагать, что промышленно нефтеносными окажутся песчаники среднего девона, пока не вскрытые скважинами. Возможно также выявление небольших залежей газа в верхнепермских и триасовых отложениях.

Шапкинское газонефтяное месторождение

Месторождение приурочено к одноименной структуре в центральной части Шапкина-Юрьяхинского вала, расположенной непосредственно к северо-западу от Южно-Шапкинской брахиантиклинали и отделенной от периклинали последней седловиной амплитудой менее 100 м. Строение складки асимметричное.

На Шапкинском месторождении, которое было первым месторождением, открытым на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной

провинции, пробурено восемь скважин, вскрывших разрез от четвертичных и меловых до среднедевонских пород включительно. Среднедевонские отложения вскрыты только скв. 2. В скв. 2 под 30-метровой пачкой среднедевонских песчаников (интервал 3915—3945 м) вскрыта толща пестроцветных кварцевых разнозернистых с примесью гальки песчаников с прослоями серых и бурых аргиллитов, сходных по литологии и облику с отложениями ордовикского (?) возраста (седьельская и нибельская свиты ижма-омринского комплекса) южных районов Тимано-Печорской провинции. Однако не исключена также принадлежность этих пород к среднему девону. Песчаники среднего девона, вскрытые скв. 2, имеют благоприятную геофизическую характеристику, указывающую на возможную их продуктивность.

На Шапкинском месторождении выявлены газонефтяная залежь в пористых карбонатных породах нижней перми и газовая залежь в песчаниках нижнетриасового возраста. Нижнепермская залежь приурочена к пористым, выщелоченным и трещиноватым доломитизированным известнякам и доломитам сакмарского яруса. Пористость карбонатных пород составляет по лабораторным определениям 13—14,5% и по промыслово-геофизическим данным 15,5%. Водонефтяной контакт вскрыт шестью скважинами на отметке минус 1801 м. Максимальный дебит нефти (48,5 т/сут через штуцер диаметром 7 мм) получен в скв. 1 из интервала 1860—1852 м. Нефть легкая (0,840 г/см^3), парафинистая (3—5%), малосернистая (0,5%), с большим содержанием легких компонентов (до 300° С выкипает 58%) и большим газовым фактором (130—160 м^3/т). Нефть полностью насыщена газом, давление насыщения равно пластовому и составляет 197 кгс/см^2.

В процессе опытной эксплуатации скв. 1 (интервал перфорации 1852—1860 м) отмечено постепенное уменьшение дебита нефти и резкое увеличение газового фактора до 1300 м^3/т, что указывает на вскрытие газовой шапки. Поскольку ранее в этой же скважине при опробовании интервала 1852—1862 м был получен приток нефти с водой, можно сделать заключение, что в районе скв. 1 мощность нефтяной оторочки не превышает 8 м.

В отложениях сакмарского яруса на Шапкинской структуре имеется газовая залежь с небольшой нефтяной оторочкой мощностью от 3 до 8 м, при общей высоте газонефтяной залежи в сводовой части структуры 75 м. Залежь массивная и подпирается активной водой.

Отсепарированный от конденсата газ в залежи имеет следующий состав: метан 91% вес., этан 2,4%, пропан 1,4%, бутан+высшие 0,4% и азота 4,1%. В газе из верхней части залежи (скв. 4, интервал 1822—1830 м) содержится темно-желтый конденсат плотностью 0,726 г/см^3, выход которого из устьевых проб колеблется от 6 до 45 см^3/м^3. Пластовое давление в газовой шапке на глубине 1825 м составляет 189,3 кгс/см^2, температура 45,5° С.

Выше по разрезу, в полимиктовых песчаниках нижней части триасовых терригенных отложений, вскрытых скв. 1 в интервале 1146—1135 м, при опробовании испытателем пластов получен фонтан газа дебитом около 100 тыс. м³/сут. В наклонной скв. 6 (с основания буровой 4) из интервала 1155—1170 м получен фонтан газа с небольшой примесью нефти и конденсата. Дебит газа при работе через штуцер диаметром 15 мм составил 183,2 тыс. м³/сут при депрессии на пласт 24,5 кгс/см². Пластовое давление в статических условиях на глубине 1140 м 112 кгс/см², температура 24,2° С. Пласт газонасыщенных песчаников в основании триаса с благоприятной электрокаротажной характеристикой вскрыт также в сводовой части структуры скв. 7. Газ из нижнетриасовых отложений азотно-метановый и содержит метана 78,6%, этана 1,6%, пропана 0,3%, тяжелых углеводородов 0,1%, азота и редких 19,4%. Плотность газа 0,647.

Залежь газа в нижнетриасовых отложениях небольших размеров, структурно-литологическая, о чем свидетельствует невыдержанный линзовидный характер распространения по площади всех пластов и пачек песчаников нижнего триаса и верхней перми в Денисовской впадине.

На Шапкинской структуре возможно наличие еще одной газовой залежи в верхнепермских песчаниках, вскрытых скв. 6 в интервале 1191—1197 м и имеющих благоприятную характеристику по керну и промыслово-геофизическим данным. Образование залежей газа в красноцветных песчаниках верхней перми и триаса, вероятно, обусловлено вертикальной миграцией газа через пачку глинистых известняков кунгурского и артинского ярусов из толщи пермско-каменноугольных пористых и высокопроницаемых известняков и доломитов. Все выявленные на Шапкинской структуре залежи газа небольшие по размерам и запасам.

Василковское газоконденсатное месторождение

Месторождение приурочено к одноименной брахиантиклинальной структуре в северной части Шапкина-Юрьяхинского вала (рис. 53). Василковская структура по кровле карбонатных отложений нижней перми имеет амплитуду 150—200 м. Строение складки асимметричное, юго-западное крыло крутое, северо-восточное пологое.

Василковское месторождение открыто структурно-поисковой скв. 152 в южной части структуры. Скважина прошла разрез четвертичных, меловых, юрских, триасовых и верхнепермских отложений. В верхнепермских отложениях, представленных чередованием песчаников, алевролитов и глин, вскрыт ряд газоносных пластов в интервале 1480—1840 м. При совместном опробовании интервалов 1797—1794, 1770—1764 и 1746—1743 м, где общая эффективная мощность песчаников составляет 12 м, получен фонтан газа и

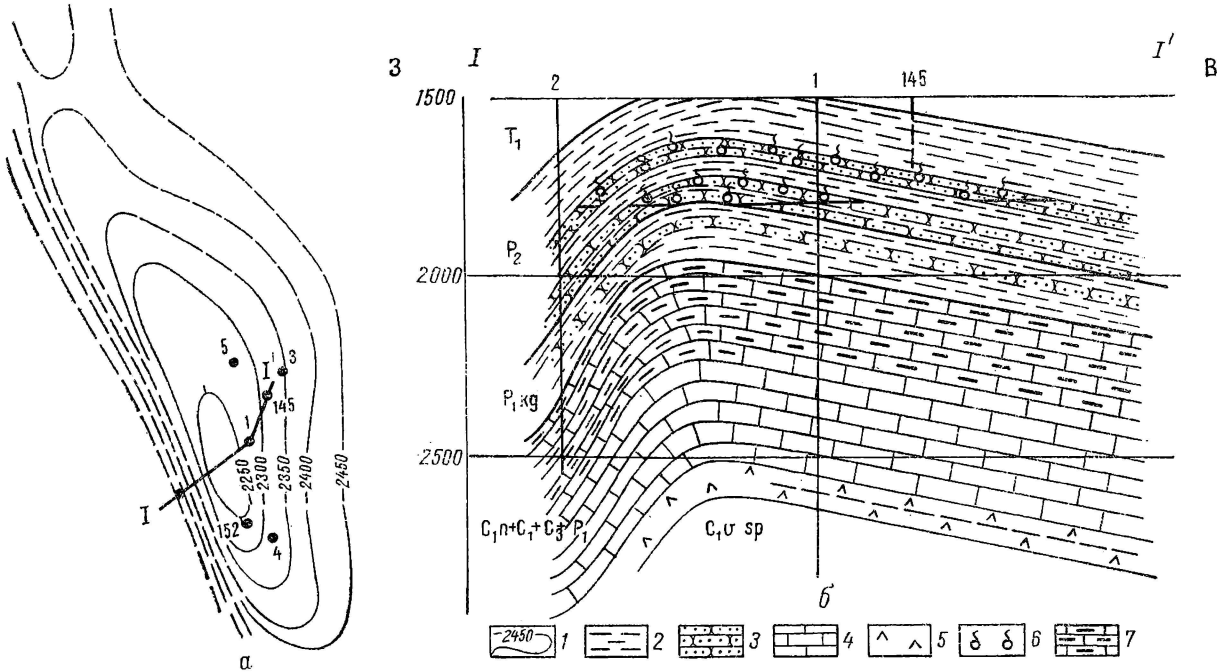


Рис. 53. Структурная карта (*а*) и геологический профиль (*б*) Василковского месторождения.

1 — изогипсы кровли известняков нижней перми; *2* — глины; *3* — песчаники; *4* — известняки; *5* — ангидриты; *6* — газ; *7* — глинистые известняки.

конденсата дебитом 335 тыс. $м^3$/сут при депрессии на пласты в 35,7 кгс/$см^2$, что свидетельствует о высоких коллекторских свойствах песчаников. Выход стабильного конденсата составляет около 60—70 $см^3/м^3$. Пластовое давление на глубине 1760 м 177,5 кгс/$см^2$, температура 46° С, газ содержит метана 93,3%, этана 1,7%, пропана 0,6%, пентана и более тяжелых 0,4%, азота и редких 4%. Плотность газа по воздуху 0,592, плотность конденсата составляет 0,722 г/$см^3$. В начальный период исследования скважины в струе газа было отмечено небольшое количество нефти плотностью 0,881 г/$см^3$ с содержанием серы 0,56%, парафина 0,41% по Гольде, асфальтенов 0,35%, фракций, выкипающих до 300° С, 46%.

Судя по результатам бурения и опробования скв. 152, 2 и 145, в верхнепермских песчаниках на Василковской структуре газонасыщенными являются несколько пачек песчаников с разными отметками газоводяных контактов. В мощной карбонатной толще пермско-каменноугольного возраста в скв. 1 Василковская выделяется несколько пачек проницаемых пород, разделенных более плотными глинистыми известняками и доломитами. При опробовании нескольких интервалов испытателем пластов на каротажном кабеле получены пробы газа (глубина 2343 м) и фильтрата бурового раствора с пленкой нефти (глубины 2381 и 2409 м), свидетельствующие о присутствии газоконденсатных залежей не только в верхнепермских песчаниках, но и в пермско-каменноугольных известняках и доломитах.

Лаявожское нефтяное месторождение

Месторождение расположено в центральной части Денисовской впадины и приурочено к очень крупной одноименной структуре, которая вместе с более южными Командиршорской и Мишваньской структурами образует вытянутый пологий Лайский вал (рис. 54).

Лаявожская структура представляет собой платформенную складку с пологим западным и более крутым восточным крыльями (рис. 55). По кровле известняков нижней перми структура имеет амплитуду около 200 м. Структурные планы по отражающим горизонтам в нижнепермских и каменноугольных отложениях практически совпадают. По семилукскому горизонту франского яруса наблюдается значительное смещение свода вдоль оси к югу. В более глубоких среднедевонских отложениях наблюдается резкое несовпадение структурных планов. Наиболее приподнятая часть древнего Лайского поднятия смещается далеко на юг и располагается в районе Командиршорской и Мишваньской структур. В нижних горизонтах осадочного чехла сейсморазведкой четко фиксируется резкое сокращение мощностей к сводовой части Лайского вала и увеличение их в восточном и западном направлениях к Колвинскому и Шапкина-Юрьяхинскому валам.

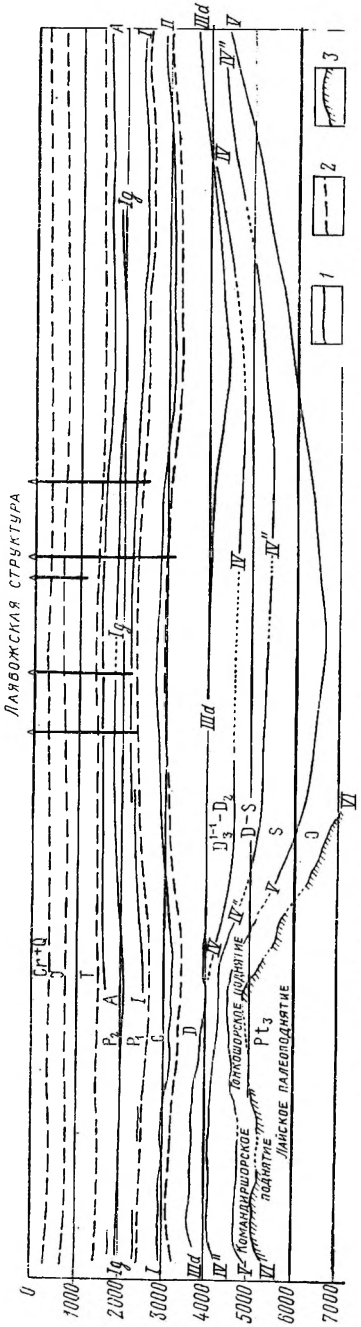


Рис. 54. Геологический профиль по простиранию северной части Лайского вала.

1 — сейсмические границы; *2* — геологические границы; *3* — поверхность фундамента.

В отличие от Колвинского и Печоро-Кожвинского мегавалов с явно инверсионным характером развития структуры Лайского вала (за исключением Лаявожской) унаследованные, сформированные на месте древнего поднятия в центральной части Денисовской впадины.

Скважинами на Лаявожской структуре вскрыты отложения четвертичного, мелового, юрского, триасового, пермского, каменноугольного и девонского возраста.

В сакмарском ярусе, нижней части ассельского яруса, в верхнем и среднем карбоне, а также в верхнем девоне в карбонатных породах выделены коллекторы.

Установлена промышленная газонасыщенность пористых (до 20%) высокопроницаемых известняков сакмарского яруса, а в сводовой части структуры отложений ассельского яруса, верхнего и среднего карбона (скв. 24). Обильные газопроявления в скв. 1 отмечены при вскрытии известняков серпуховского горизонта, залегающих под ангидритовой толщей визейского яруса. Повышение газопоказаний по газовому каротажу отмечено также в терригенной части нижнего карбона и в верхней части фаменского яруса.

Эффективная мощность проницаемых прослоев в отложениях нижней перми, по данным электрокаротажа в скв. 24 и 154, составляет 10—15 м. Промышленный приток газа дебитом 650 тыс. м³/сут при

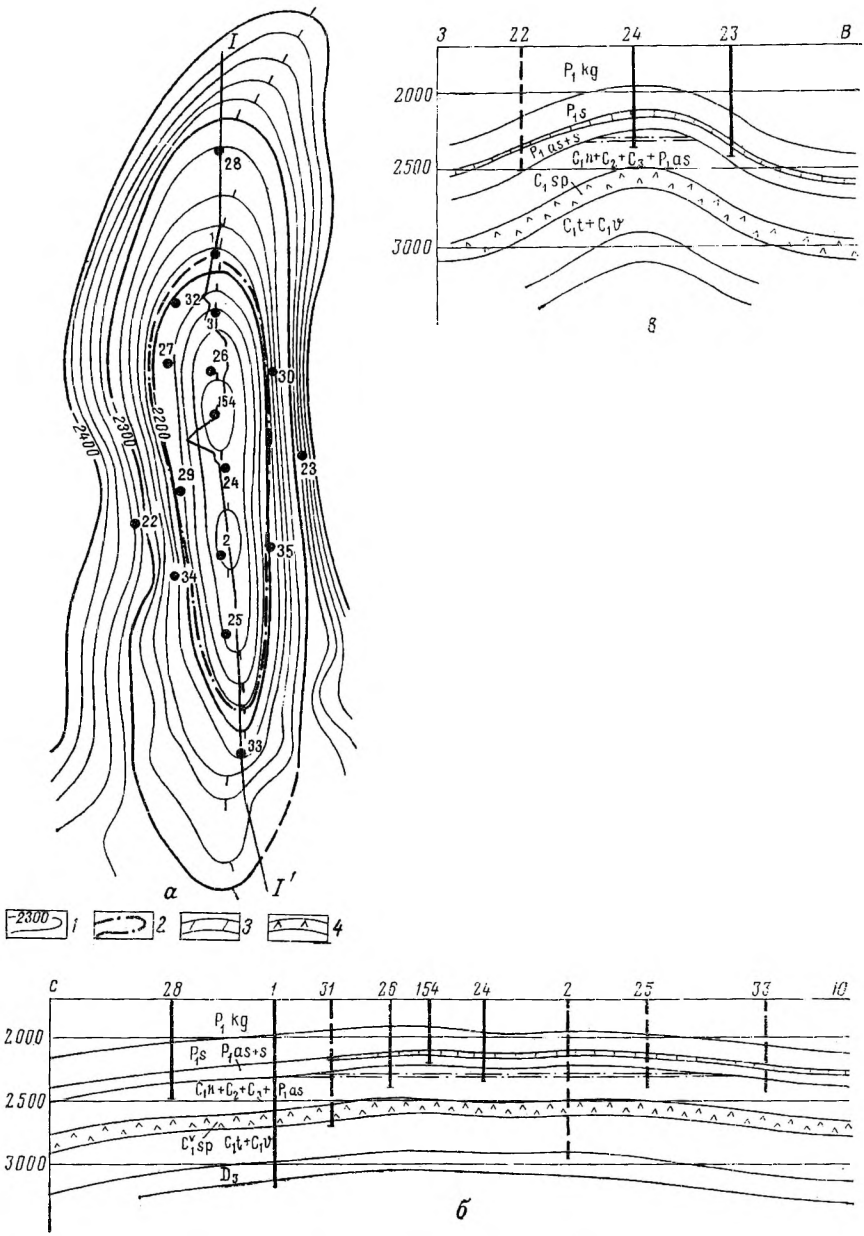


Рис. 55. Структурная карта (*а*) и геологические профили (*б*, *в*) Лаявожского месторождения газа.

1 — изогипсы кровли проницаемых известняков нижней перми; *2* — водонефтяной контакт; *3* — известняки; *4* — ангидриты.

депрессии на пласт 30 кгс/см² получен при опробовании в скв. 154 интервалов 2222—2228 и 2237—2245 м, сложенных выщелоченными нижнепермскими известняками. Пластовое давление в скв. 154, замеренное на глубине 2200 м при статических условиях, составило 242,2 кгс/см², температура 53,8° С, статическое устьевое давление 199 кгс/см². При исследовании скважины на продуктивность вместе с газом выносилось значительное количество нестабильного конденсата, содержание которого составляло 100 см³/м³. Отсепарированный газ нижнепермских отложений (интервал 2222—2245 м) содержит метана 81,6% вес., этана 2,64%, пропана 0,64%, бутана 0,32%, пентана и высших 0,16%, азота и редких 14,5%.

В расположенной на западном крыле Лаявожской структуры скв. 22 пористые нижнепермские известняки с резким запахом бензина вскрыты на глубине 2415—1430 м, т. е. на 200 м ниже, чем в скв. 154 и 24. В керне отмечен резкий запах бензина, однако опробование интервала 2431—2437 м дало приток минерализованной воды дебитом 32,8 м³/сут.

В скв. 23, пробуренной на восточном крыле структуры и вскрывшей кровлю проницаемого сакмарского пласта на той же отметке, что и в скв. 23, при опробовании интервала 2431—2438 м также получен приток минерализованной воды с растворенным газом. Дебит воды 48 м³/сут, пластовое давление на глубине 2430 м 250 кгс/см², давление насыщения 84 кгс/см², газовый фактор 1,05 м³/м³. В составе газа 49,3% метана, 1,1% этапа и 48,6% азота.

В скв. 28 на северной периклинали структуры установлено замещение сакмарского проницаемого пласта на непроницаемые глинистые известняки. В скв. 24, расположенной на своде и гипсометрически наиболее высокой, опробованы карбонатные пласты-коллекторы в карбоне, ассельском и сакмарском ярусах перми.

Из отложений среднего карбона при опробовании интервала 2443—2448 м испытателем пластов получен приток минерализованной воды с запахом сероводорода дебитом 49,7 м³/сут. Из отложений верхнего карбона в интервале 2422—2426 м получен фонтан нефти дебитом 142 м³/сут через 9-мм штуцер. Плотность 0,88 г/см³, содержание серы 0,49%, парафина 3%, пластовое давление 250,7 кгс/см², газовый фактор 126,2 м³/т.

В однородной проницаемой толще верхнекаменноугольно-ассельского возраста проведено совместное опробование верхнекаменноугольного пласта в интервале 2365—2358 м и ассельского пласта в интервале 2394—2387 м. Получен фонтан газа дебитом 243 тыс. м³/сут через штуцер диаметром 12,5 мм. Пластовое давление на глубине 2360 м 247 кгс/см², температура 57° С. Газ метановый: 81,3% метана, 2,8% этана, 0,8% пропана, 1,1% изобутана и высших, 13,6% азота. ВНК проходит на отметке минус 2319—2336, ГНК — на отметке минус 2300—2315 м. В сакмарских отложениях опробован пласт известняков в интервале 2256—

2242 м, получен приток газа дебитом 150 тыс. м³/сут через штуцер диаметром 7 мм. Фонтан нефти дебитом 89 м³/сут получен в скв. 31.

Отложения проницаемой толщи карбонатов ассельского яруса, верхнего карбона и среднего карбона имеют близкую литолого-физическую и гидрохимическую характеристику и представляют собой единую гидродинамическую систему. Залежь в этих отложениях, видимо, массивная, сводовая, подстилаемая водой. Покрышкой служит 90—100-м пачка плотных глинистых окремненных известняков ассельско-сакмарского возраста. Установленный этаж продуктивности 155 м. Газовая залежь в сакмарском ярусе представляется как пластовая, сводовая, литологически ограниченная на севере.

Среднедевонские отложения на Лаявожском месторождении пока не вскрыты, и их присутствие в сводовой части Лайского вала остается проблематичным, но на западном и восточном склонах вала они безусловно развиты и представляют большой интерес для поисков в них крупных структурно-стратиграфических и литологически ограниченных залежей нефти.

Из приведенного выше обзора видно, что в пределах Денисовской впадины на максимальных глубинах в среднедевонских отложениях выявлена залежь легкой нефти, резко недонасыщенной газом (Верхнегрубешорская площадь, глубина 3790—4996 м). Выше по разрезу в окско-серпуховских карбонатных отложениях на Южно-Шапкинской площади (глубина 2390—2300 м) расположена залежь также очень легкой недонасыщенной газом нефти. Еще выше (на глубинах 2300—1650 м) выявлены залежи нефти, полностью насыщенные газом, в которых давление насыщения равно пластовому (Южно-Шапкинское месторождение), газоконденсатные и газовые залежи с нефтяными оторочками (Лаявожское, Южно-Шапкинское, Шапкинское, Василковское месторождения) и на глубинах 1135—1200 м залежь газа в триасовых отложениях (Шапкинское месторождение).

Кроме уже открытых месторождений, в пределах Денисовской впадины высокоперспективными для поисков нефтяных и газовых залежей являются все еще не изученные бурением локальные структуры Шапкина-Юрьяхинского и Лайского валов, а также склоны древнего погребенного Лайского поднятия.

Месторождения Колвинского мегавала

Колвинский мегавал (рис. 56) ограничивает с востока Денисовскую впадину и протягивается с юго-востока на северо-запад более чем на 350 км при ширине до 25—30 км. На востоке по системе древних разломов в фундаменте он сочленяется с пологой Хорейверской впадиной.

Колвинский мегавал состоит из нескольких крупных блоков, расположенных кулисообразно и осложненных рядом локальных структур и куполов (Усинская, Возейская, Харьягинская, Ярейю-

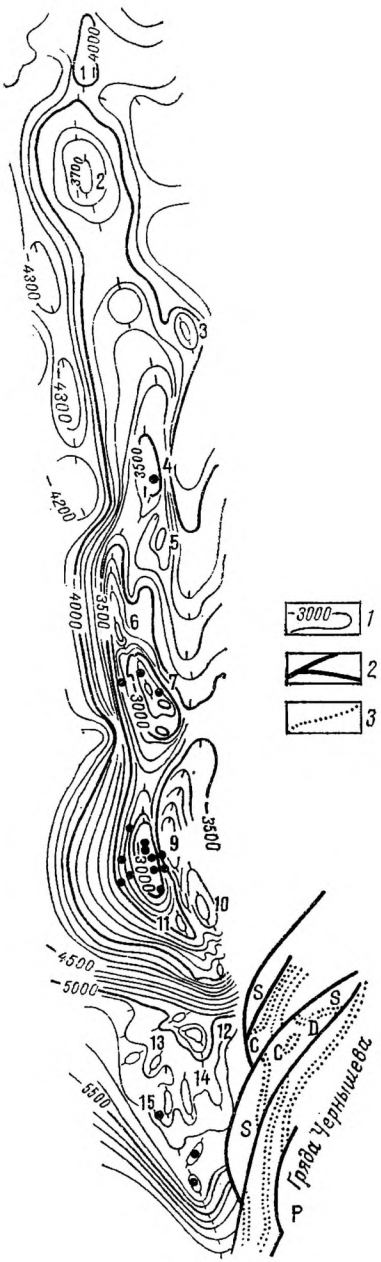


Рис. 56. Структурно-геологическая карта по подошве доманика Колвинского мегавала.

1 — изогипсы подошвы доманика; *2* — тектонические нарушения; *3* — геологические границы. Цифры на карте: антиклинальные структуры: *1* — Хыльчуюская; *2* — Ярейюская; *4* — Харьягинская; *5* — Южно-Харьягинская; *6* — Костюкская; *7* — Возейская; *8* — Баганская; *9* — Усинская; *10* — Мастерьельская; *11* — Осваньюрская; *12* — Пыжьельская; *13* — Нитчемьюская; *14* — Сынинская; *15* — Южно-Сынинская.

ская, Хыльчуюская), из которых наиболее приподнятой по фундаменту является Возейская. Возейское и Ярейюское поднятия расположены над выступами фундамента и являются унаследованными (возрожденными), а остальные поднятия имеют ярко выраженные черты инверсионного развития.

Осадочный чехол сложен ордовикскими, силурийскими, нижне-, средне- и верхнедевонскими, каменноугольными, нижне- и верхнепермскими, триасовыми, юрскими, меловыми и четвертичными отложениями. Нефтегазопроявления при бурении и опробовании скважин отмечены практически почти во всех отложениях от силурийских до триасовых, а промышленные залежи нефти выявлены в среднедевонских, фаменских, окско-серпуховских и нежнепермско-каменноугольных отложениях.

В пределах Колвинского мегавала завершается разведка Усинского и начинается разведка Возейского нефтяных месторождений. Кроме того, получены притоки высокопарафинистой нефти из среднедевонских песчаников на Харьягинской площади.

Усинское нефтяное месторождение

Месторождение расположено к северо-востоку от г. Печоры в нижнем течении Колвы и приурочено

к одноименному поднятию южной части Колвинского мегавала (рис. 57). По подошве доманиковых слоев (изогипса минус 3200 м) амплитуда наиболее приподнятой части поднятия 400 м.

Общая амплитуда Колвинского мегавала в районе сводовой части Усинского поднятия более 1000 м, причем Усинское поднятие имеет общие оконтуривающие изогипсы с Возейским поднятием. Западное крыло более пологое, восточное переходит во флексуру над одним из системы разломов в фундаменте, ограничивающих Колвинский мегавал с северо-востока.

Основные промышленные залежи нефти на Усинском месторождении приурочены к песчаникам среднедевонского возраста и пермско-среднекаменноугольным карбонатным отложениям. Кроме того, нефтепроявления и небольшие (от 0,5 до 6,0 т/сут) притоки нефти получены из карбонатных отложений нижнего девона, доманиковых слоев, известняков и доломитов фаменского и визейского ярусов. Отмечено также интенсивное пропитывание тяжелой окислившейся практически нетекучей нефтью песчаников нижней части верхнепермских отложений.

Крупная по размерам залежь легкой нефти в песчаниках среднего девона открыта на Усинском месторождении в начале 1968 г., когда в скв. 7 из интервала 3080—3144 м был получен фонтан нефти дебитом 650 т/сут через штуцер диаметром 20 мм. Среднедевонская залежь нефти вскрыта на Усинском месторождении 15 разведочными скважинами. В пяти скважинах, расположенных в юго-западной части структуры, установлено полное отсутствие среднедевонских отложений. Это объясняется их размывом в позднеживетское и раннефранское время, поскольку здесь маломощные кыновско-саргаевские глинисто-карбонатные отложения залегают непосредственно на размытой поверхности различных литологических пачек нижнего девона. Возможно, зона отсутствия отложений среднего девона отражает положение свода Усинского поднятия к началу кыновского времени или является частью более обширной области размыва, связанного с региональным подъемом территории центральной части Денисовской впадины к началу франского времени. Среднедевонские отложения на своде, северо-восточном крыле и северной периклинали Усинского поднятия представлены в основном чередованием слоев и пачек кварцевых песчаников, алевролитов и аргиллитов.

В верхней части наиболее полных разрезов среднего девона, характерных для северной периклинали структуры, залегают прослои глинистых известняков с характерным комплексом остракод афонинского горизонта. Общая мощность среднедевонских отложений меняется от нуля в зоне их размыва до 167 м в скв. 30 в зоне сочленения Усинского и Визейского поднятий. Эффективная нефтегазонасыщенная мощность песчаников меняется также от нуля до 44 м, причем максимальные суммарные мощности пластов песчаников установлены на северном погружении Усинского поднятия, тогда как в присводовой и юго-восточной частях структуры

они не превышают 10—20 м. Отдельные пласты и пачки продуктивных песчаников разделены прослоями более плотных алевролитов и аргиллитов.

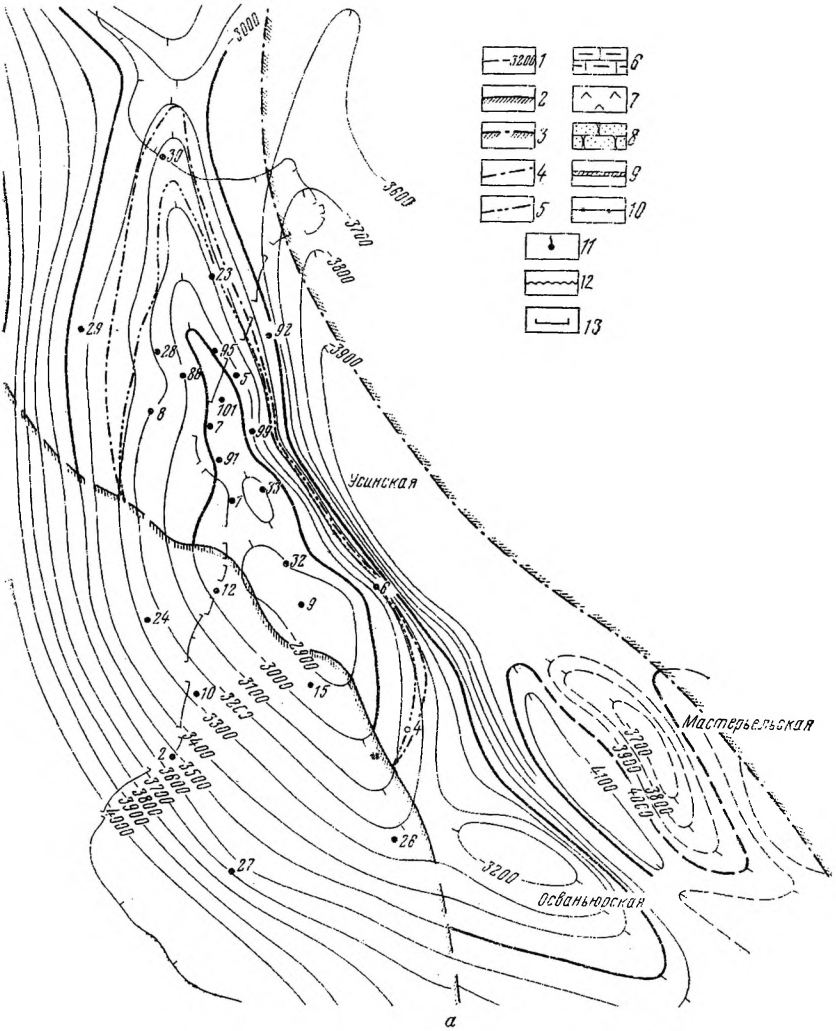
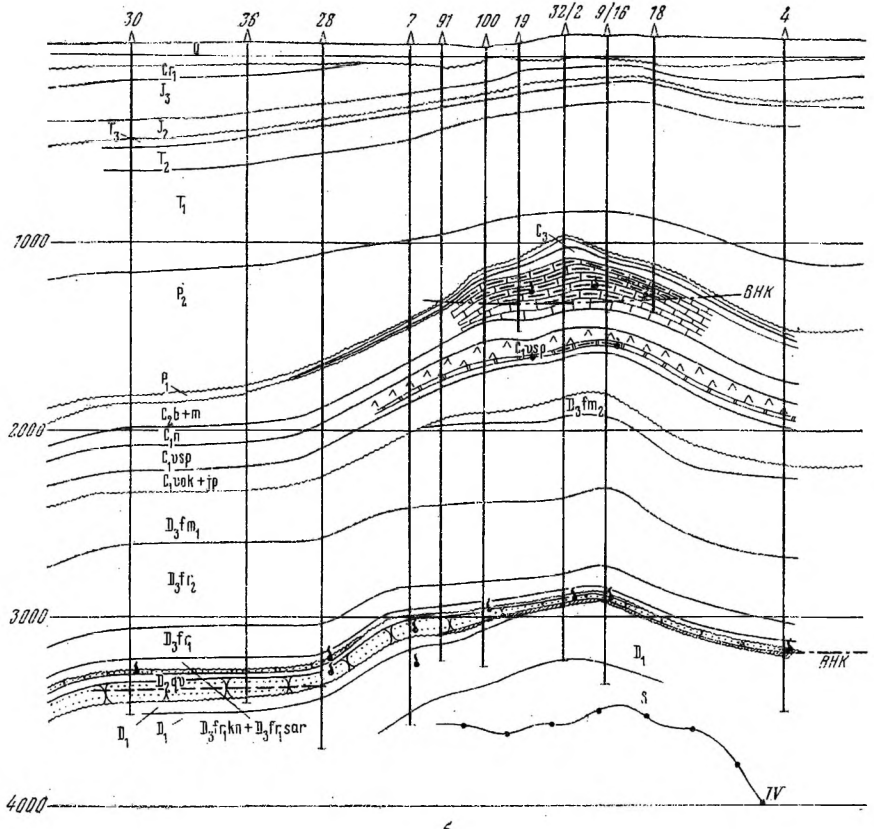
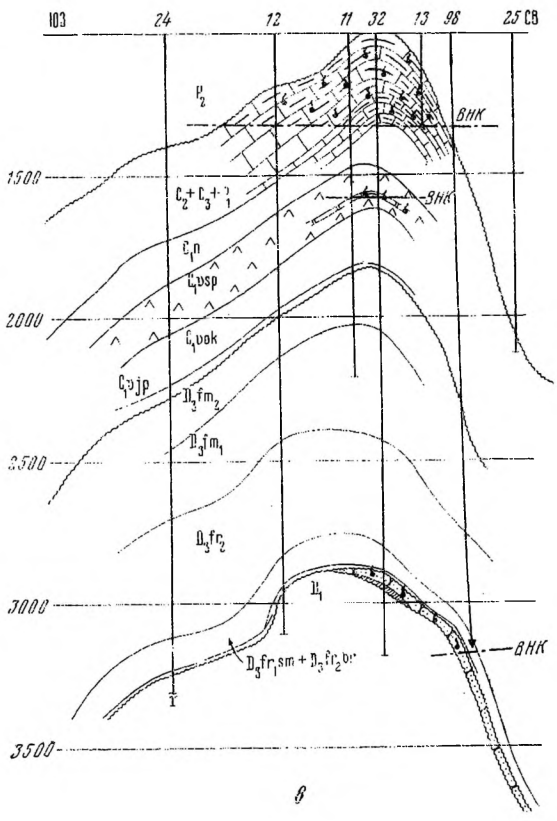


Рис. 57. Структурная карта (*а*) и геологические профили (*б*, *в*) Усинского месторождения нефти.

1 — изогипсы подошвы верхнего девона; *2* — западная граница распространения среднего девона; *3* — восточная граница распространения среднего девона; *4* — внешний контур нефтеносности; *5* — внутренний контур нефтеносности; *6* — известняки; *7* — ангидриты; *8* — песчаники; *9* — глины; *10* — сейсмический горизонт; *11* — нефтеносность; *12* — поверхность несогласия; *13* — сейсмические профили вдоль р. Уса.





Продолжение рисунка 57,

Средняя пористость песчаников по анализам керна составляет несколько более 12%, достигая иногда 16—18%, проницаемость 75—200 мД, мощность отдельных пластов песчаника меняется от 1,8 до 8—10 м и в отдельных случаях достигает 25 м и более. Высокие (до 500—650 т/сут через 20-мм штуцер) дебиты нефти, получаемые при опробовании песчаников в скважинах, вскрывших среднедевонскую нефтяную залежь Усинского месторождения, свидетельствуют о более высоких коллекторских свойствах песчаников, чем об этом можно судить по керну. Вероятно, наиболее рыхлые разности песчаников разрушаются при бурении и не участвуют при определении средних значений пористости и проницаемости по керну. По промыслово-геофизическим данным, пористость отдельных пластов достигает 19,2%. Высота нефтяной залежи Усинского месторождения составляет 488 м и является самой большой из всех нефтяных залежей, разведанных в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Плоскость водонефтяного контакта в среднедевонской залежи наклонена с юго-востока, где она вскрыта в скв. 4 на отметке минус 3165 м, на северо-запад, где скв. 30 в зоне сочленения Усинского и Возейского поднятий она фиксируется на отметке минус 3341 м, т. е. на 176 м ниже. Угол наклона плоскости ВНК составляет около 20′.

Нефть среднедевонской залежи легкая (0,830—0,850 г/см^3), малосернистая (0,60%), парафинистая (4,21% по Гольде), с содержанием фракций, выкипающих до 300° С, 43% и газовым фактором 56—73 м^3/т.

Пластовое давление в сводовой скв. 33 на глубине 2920 м составляет 336,5 кгс/см^2, температура 67,2° С, в скв. 8 на отметке минус 3210 м пластовое давление равно 363 кгс/см^2, температура 70° С. В приконтурной скв. 30 в интервале 3456—3450 м, из которого получен приток минерализованной воды, пластовое давление составляет 379 кгс/см^2, температура 76° С.

Анализ глубинных проб показывает, что нефть в среднедевонской залежи резко недонасыщена газом: давление насыщения колеблется в разных участках залежи от 70 до 89 кгс/см^2, а разница между пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом составляет 243—266 кгс/см^2, что позволяет сделать заключение о преимущественной нефтеносности среднедевонских отложений не только на Усинской, но и на других структурах Колвинского вала и прилегающих к нему площадях, имеющих сходную историю геологического развития.

Выделенный при однократном разгазировании глубинных проб нефти среднедевонской залежи растворенный газ характеризуется следующим содержанием компонентов: метан 50,1%, этан 15,2%, пропан 16,5%, бутан 9,5%, пентан 4,1%, гексан 1,5, азот+редкие 2,5%, углекислый газ 0,6%. Плотность газа составляет 1,229 г/см^3.

Покрышкой для среднедевонской залежи служат кыновско-саргаевские глины и мергели, однако из-за их малой мощности (20—40 м, на востоке до 66 м) основным нефтегазоупором следует

считать мощную (до 600—700 м) глинисто-мергелистую толщу верхнефранского подъяруса, залегающую под пачкой карбонатных пород мендымско-доманикового возраста, при проходке которых в ряде скважин отмечались интенсивные нефтепроявления, а при опробовании получены слабые притоки нефти по свойствам близкой к среднедевонской.

В отличие от месторождений Печорской впадины и Печоро-Кожвинского мегавала пластовая вода в песчаниках среднего девона на Усинском месторождении имеет относительно небольшую плотность (1,035—1,05 г/см^3), минерализацию 48—85 г/л, соленость 4—6° Be′ и относится к хлоркальциевому типу, хлоридной группе и натриевокалиевой подгруппе.

В сводовой части структуры на плотных непроницаемых глинисто-карбонатно-сульфатных отложениях нижнего девона залегает крупная линза водоносных песчаников, перекрытых 10—15-м пачкой плотных глинистых алевролитов и аргиллитов. Кровля обводненных песчаников этой линзы вскрыта в скв. 35, 32 и 100 соответственно на отметках минус 2940—2929 м и минус 3006 м. Мощность песчаников этой линзы достигает 8—10 м. Поскольку эта линза песчаников залегает на плотных породах нижнего девона (при опробовании последних в скв. 32 и 100 не получено притока жидкости), выклинивается во всех направлениях и перекрыта пачкой плотных алевролитов и аргиллитов, насыщающая эти песчаники вода оказалась как бы захороненной и не вытеснилась нефтью при формировании среднедевонской нефтяной залежи, несмотря на высокое гипсометрическое положение этой линзы в присводовой части структуры.

В северной части Усинского месторождения на первом этапе его изучения были получены высокодебитные фонтанные притоки нефти при опробовании интервалов, сложенных нижнедевонскими отложениями в скв. 7, 5 и 8, хотя явных коллекторов в разрезе нижнего девона не выделялось. Последующий анализ данных и результаты дополнительного опробования в скв. 32, 28 и 100, а также закачка изотопов в скв. 5 позволяют прийти к выводу, что притоки нефти в скв. 7, 5 и 8 из нижнедевонских отложений получены в результате негерметичности цементного кольца за эксплуатационной колонной и прорыва нефти из вышележащих среднедевонских песчаников при создании значительных депрессий на призабойную зону скважин. Однако очень высокая битуминозность мощной толщи нижнедевонских глинисто-мергелистых и доломитово-ангидритовых отложений свидетельствует о том, что они могли генерировать большие количества углеводородов, и при наличии коллекторов с поровой и трещинной емкостью не исключено, что они промышленно продуктивны.

Выше по разрезу в карбонатных отложениях фаменского яруса на Усинском месторождении выделяется несколько пластов-коллекторов, из которых при опробовании получены притоки минерализованной воды дебитом до 40 м^3/сут, а в скв. 1 и 11 притоки

нефти дебитом 0,5—0,8 м³/сут. После однократной солянокислотной обработки дебиты увеличились до 1,4—1,5 м³/сут. Плотность нефти колеблется от 0,832 г/см³ в сводовой скв. 11 до 0,878 г/см³ в скв. 1 на северном погружении структуры. Содержание в нефти парафина 2%, серы 0,93%, смол силикагелевых 12,4%, до 300° С выкипает 36%. Залежи нефти в фаменских отложениях Усинского месторождения непромышленные, однако они подтверждают региональную нефтеносность фаменского яруса.

Приток нефти из доломитов серпуховского горизонта впервые был получен в присводовой скв. 32 при опробовании интервала 1618,5—1694,1 м испытателем пластов в процессе бурения, причем за 30 мин при депрессии на пласт в 155 кгс/см² приток составил 2,2 м³ (около 100 м³/сут).

Позднее наклонные скв. 21 и 31 подтвердили промышленную нефтеносность пористых и трещиноватых доломитов серпуховского горизонта, чередующихся с пластами плотных ангидритов. Мощность основной межангидритовой пачки нефтеносных доломитов в скв. 21 и 31 20—25 м. Нефть имеет плотность 0,868 г/см³, а залежь серпуховского горизонта относится к средним по своим размерам. Дебит нефти при опробовании в скв. 21 интервала 1668—1693 м составил 6 т/сут при работе через штуцер диаметром 5 мм.

Еще выше по разрезу в толще нижнепермско-среднекаменноугольных карбонатных отложений в сводовой части Усинского поднятия выявлена самая крупная по своим размерам и геологическим запасам из известных в Коми АССР залежь тяжелой нефти. Нефтенасыщенными являются пористые и кавернозные известняки и доломиты, местами рыхлые и выщелоченные до известковой и доломитовой муки, при проходке которых наблюдаются провалы инструмента и полное поглощение промывочной жидкости. Наиболее рыхлые и выщелоченные зоны при бурении вымываются и образуют большие каверны. Пористость нефтенасыщенных карбонатных пород в керне изменяется от 10—12 до 30—32% при средних значениях по отдельным скважинам 16—22,8%, проницаемость до 1,8 Д.

Средние значения пористости, полученные при лабораторном исследовании более 500 образцов керна, 18%, проницаемость 38,5 мД. Эти данные не отражают истинной картины, поскольку даже из вынесенных на поверхность образцов керна около 23% оказалось настолько рыхлым, что рассыпались, и их пористости и проницаемости определить не удалось. Результаты исследования скважин, вскрывших пермско-каменноугольную залежь нефти, также свидетельствуют об очень высокой проницаемости нефтенасыщенных пород, достигающей нескольких десятков дарси. По-видимому, в продуктивной пермско-среднекаменноугольной толще имеются целые карстовые полости и крупные трещины, обеспечивающие высокую гидропроводность.

Залежь нефти в нижнепермско-среднекаменноугольных отложениях Усинского месторождения массивная и расположена на глу-

бинах от 1106 до 1409 м в сводовой скв. 11. Этаж нефтеносности достигает 302,8 м, эффективная нефтенасыщенная мощность проницаемых известняков и доломитов меняется от ноля на контуре до 115—120 м в центральной части залежи. Водонефтяной контакт вскрыт скважинами на различных отметках от минус 1308 м в скв. 18 на южном участке залежи до минус 1349—1351 м в центральной (скв. 11) и северной (скв. 1) частях залежи. Притоки нефти при опробовании получены из всех интервалов, в которых породы характеризовались по промыслово-геофизическим данным как коллекторы. В зависимости от эффективной мощности коллекторов в опробованных интервалах дебиты нефти составляли до 17—20 т/сут при самопереливе на устье через насоснокомпрессорные трубы. Пластовое давление в скв. 3 на глубине 1200 м 123 кгс/см^2 и температура 24,7° С, а в скв. 13 на глубине 1416 м пластовое давление 148 кгс/см^2 и температура 24° С.

В процессе опытной эксплуатации скв. 3 с применением погруженного насоса и станка-качалки получен устойчивый дебит нефти в 34—38 т/сут, причем суммарный отбор нефти составил более 6000 т.

При исследовании скв. 11 дебит нефти составил около 17 т/сут при депрессии на пласт всего 1,5 кгс/см^2. Такие высокие для вязкой нефти дебиты получены без солянокислотной обработки карбонатных пластов.

Нефть в пермско-среднекаменноугольной залежи тяжелая, плотностью при 20° С от 0,954 до 0,968 г/см^3, высокосмолистая (17—21%), сернистая (1,89—2,11%), беспарафинистая (0,08—0,6%), с низким содержанием легких фракций (до 200° С выкипает 5,5—8%, до 300° С — 23—26,5%).

Газонасыщенность нефти меняется от 17,5 м^3/т в приконтурной части залежи до 30 м^3/т в ее центральной и присводовой частях. Вязкость нефти в пластовых условиях при средней газонасыщенности 24 м^3/т составляет около 300 спз. Давление насыщения нефти газом составляет 71 кгс/см^2 и меньше пластового на 52 кгс/см^2.

Растворенный в нефти газ типичный для тяжелых нефтей и содержит метана 85,4%, этана 4,6%, пропана и более тяжелых углеводородов 4,0%, азота и редких 4,6%, углекислого газа 1,4%.

Покрышкой для нижнепермско-среднекаменноугольной залежи служат верхнепермские терригенные красноцветные отложения, причем нижние пласты верхнепермских песчаников пропитаны загустевшей нефтью, сделавшей их практически непроницаемыми. По-видимому, характер нефти нижнепермско-среднекаменноугольной залежи определяется низкими изолирующими свойствами покрышки и воздействием на нее гипергенных факторов.

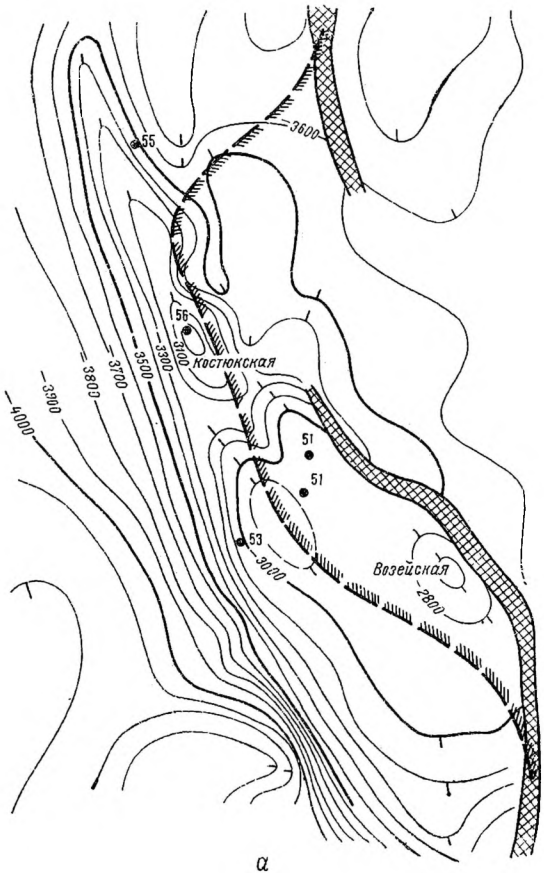
Дальнейшие перспективы увеличения разведанных запасов нефти Усинского месторождения определяются возможностью выявления залежей в силурийских отложениях залегающих на глубинах около 5000 м.

Возейское нефтяное месторождение

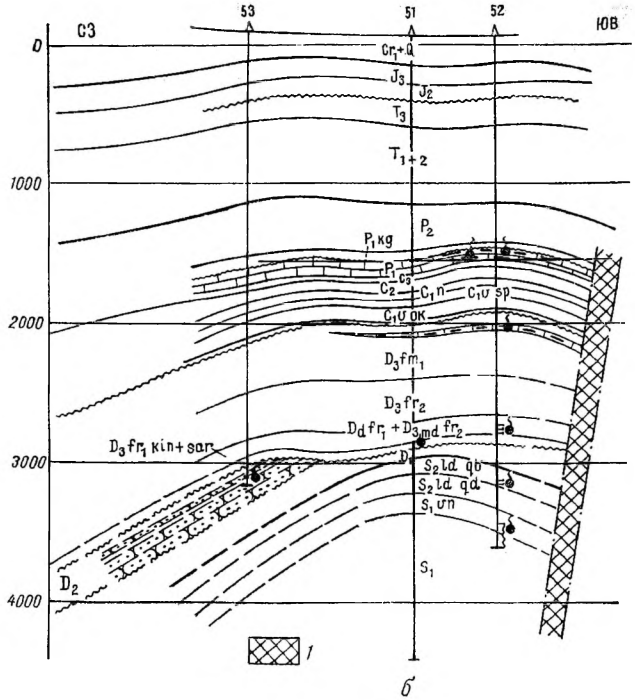
Месторождение расположено непосредственно к северу от Усинского месторождения и приурочено к самому крупному в пределах Колвинского мегавала Возейскому поднятию (рис. 58) амплитудой 400—450 м. По данным сейсморазведки, Возейское поднятие имеет северо-западное простирание, широкий и пологий свод, более пологое западное крыло и более крутое восточное, осложненное флексуро-разрывом.

В основании центральной части Возейского поднятия расположен крупный выступ фундамента, вскрытый скв. 51 на глубине 4388 м и представленный кварцевыми порфирами (альбитофирами) верхнерифейско-кембрийского (?) возраста. Над выступом фундамента отсутствует ордовик, а мощность осадочных отложений силурийского и особенно нижнедевонского возраста значительно сокращена. Среднедевонские отложения в своде выпадают из разреза и маломощные кыновско-саргаевские глины и мергели в скв. 51 и 52 непосредственно залегают на сохранившихся от предкыновского размыва нижних пачках нижнего девона. По мере удаления от свода Возейского поднятия к его периклиналям разрез становится более полным за счет появления вначале верхних литологических пачек нижнего девона, а затем и среднедевонских отложений. Последние в зоне сочленения Возейского и Усинского поднятий в скв. 30 Усинская имеют мощность 167 м, а на северной периклинали Возейского поднятия скв. 55 прошла по среднему девону более 235 м и не вскрыла его подошвы. В разрезе среднедевонских отложений, вскрытых скв. 55, по данным керна и электрокаротажа в интервале 3606—3748 м имеется несколько пластов нефтенасыщенных песчаников пористостью 12—16% и проницаемостью 70—190 мД. Суммарная мощность их 16—20 м, а в скв. 30 на южной периклинали суммарная мощность вместе с водоносной их частью составляет более 35 м.

При опробовании в скв. 55 двух объектов в интервале 3714—3722 и 3614—3622 м получены фонтанные притоки легкой нефти плотностью 0,834 г/см^3 дебитом 54 т/сут через 7-мм штуцер и 70 т/сут через 9-мм штуцер. Нефть легкая (плотность 0,8344 г/см^3), малосернистая (0,13%), парафинистая (13,8% по методике ВНИИНП и 5,87 по Гольде), богатая легкими фракциями. Присутствие отложений среднего девона не исключено также в скв. 53, расположенной на западном крыле структуры гипсометрически ниже скв. 51 на 110 м. Во время бурения скв. 53 в поддоманиковых отложениях в интервале 3222—3226 м началось разгазирование раствора, перешедшее в перелив, а затем в водонефтяной фонтан. Нефть аналогична среднедевонской нефти в скв. 55. Ранее пробуренными скв. 51 и 52 было установлено отсутствие среднего девона на своде структуры. Таким образом, выявленная залежь, видимо, аналогична среднедевонской залежи на Усинской



а



б

Рис. 58. Структурная карта по подошве верхнего девона (*а*) и геологический профиль (*б*) Возейского месторождения нефти.

1 — флексурно-разрывная зона по данным сейсморазведки. Остальные условные обозначения см. на рис. 57.

площади, т. е. пластовая, сводовая, осложненная выклиниванием пород на своде.

При проходке силурийско-ордовикских отложений в скв. 51 (интервал 3353—4390 м) по газовому каротажу отмечалось периодическое повышение газосодержания в буровом растворе, однако при опробовании открытым стволом интервала 4516,4—3036,5 м получен незначительный приток (13,2 м³/сут) минерализованной воды плотностью 1,1 г/см³ с запахом сероводорода. Газовый фактор 2,93 м³/т.

В скв. 52 при опробовании нижней части силурийских отложений (интервал 3683,6—3426,4 м) притока практически не было, а из интервала 3350—3220 м после перфорации получен приток нефти около 0,3 м³/сут в интервале 1951—1924 м.

После изоляции от силурийских объектов в скв. 52 была опробована медымско-доманиковая карбонатная пачка (интервал 2877—2811 м), из которой получен приток нефти дебитом 1,5—2,0 м³/сут. Двухкратная обработка опробованного интервала соляной кислотой практически не давала увеличения дебита.

Нефть всех трех объектов имеет очень близкий состав, легкая (0,850—0,856 г/см³), практически бессернистая (0,11—0,13%), парафинистая (3,3—3,7% по Гольде), бедная легкими погонами (газобензиновая фракция составляет 13,9—14,7%, керосино-газойлевая — 78,5—81,0%, смолы силикагелевые — 3,15—4,35%, асфальтены — 1,35—2,45). Основной покрышкой для залежей в мендымско-доманиковой карбонатной пачке служит толща глин и мергелей верхнефранского подъяруса мощностью около 500 м.

В фаменских отложениях скв. 52/2 вскрыт пласт проницаемых известняков эффективной мощностью 10 м, из которого получен приток нефти дебитом 25 м³/сут при работе скважины переливом через насосно-компрессорные трубы. Пластовое давление на глубине 2050 м 201,3 кгс/см², температура 50,7° С. Нефть легкая (0,825 г/см³), практически бессернистая (0,15%), парафинистая (2,50% по Гольде), с содержанием газобензиновых фракций 29,14%, масел 65,45%, смол силикагелевых 3,99% и асфальтенов 1,41%. В скв. 53 фаменский пласт размыт.

В верхней части пермско-каменноугольных выщелоченных известняков выявлена массивная залежь легкой нефти. Максимальные дебиты составили в скв. 75 240 м³/сут через 24-мм штуцер и в скв. 77 (интервал 1627—1641 м) 320 м³/сут через НКТ 2½″. ВНК определен на отметке минус 1550 м. Эффективная мощность коллектора до 40 м. Нефть легкая (0,856 г/см³), малопарафинистая (2,79%), малосмолистая (6,37%), сернистая (0,8%). Газовый фактор 7,0 м³/т, давление насыщения 20 кгс/см² при пластовом давлении 162 кгс/см².

Таким образом, в отличие от Усинского месторождения, где пермско-каменноугольные известняки насыщены тяжелой нефтью, на Возейском поднятии эти же отложения содержат залежь легкой

нефти, что свидетельствует о большей герметичности покрывающих залежь пород. Высота залежи по результатам работ в присводовой части Возейского поднятия составляет 101 м.

Таким образом, на Возейском поднятии уже выявлены залежи легкой нефти в доманиковых, фаменских и пермско-каменноугольных отложениях. Большая площадь и амплитуда Возейского поднятия позволяют рассчитывать на крупные размеры месторождения.

Харьягинское нефтяное месторождение

Непосредственно к северу от Возейского месторождения на Колвинском мегавалу расположено крупное Харьягинское поднятие, осложненное рядом локальных структур (Южно-Харьягинской, Харьягинской, Северо-Харьягинской). Восточное крыло Харьягинского поднятия очень крутое, флексурообразное, а западное более пологое. Сводовая часть поднятия плоская, амплитуда локальных структур составляет 100—250 м. Фундамент под Харьягинским поднятием погружен на глубину до 6500—7000 м, и поднятие имеет явно выраженные черты инверсионного развития.

Здесь пробурена только одна параметрическая скв. 1 до глубины 3950,6 м, вскрывшая разрез четвертичных, мезозойских, пермских, каменноугольных и девонских отложений вплоть до живетского яруса. В отличие от разрезов Усинского и Возейского месторождений на Харьягинской площади отмечено выпадение из разреза верхне- и среднекаменноугольных отложений с непосредственным налеганием известняков ассельского яруса нижней перми на известняки намюрского яруса, замещение рифогенными известняками значительной части мощной мергелистой толщи верхнефранско-нижнефаменского возраста и значительное увеличение мощности среднедевонских отложений. В разрезе поддоманиковых отложений в интервалах 3605—3630 и 3740—3830 м выделяются две пачки песчаников старооскольского горизонта живетского яруса, ниже которых вскрыты глины, алевролиты и известняки афонинского горизонта.

При опробовании нижних песчаников через перфорированную 5″ эксплуатационную колонну в интервале 3746—3750 м получен приток минерализованной воды с растворенным газом, соленость 13,5° Ве′, плотность 1,1020 г/см^3. Дебит воды переливом составил 171 м^3/сут через $2^1/_2$″ насосно-компрессорные трубы, статическое давление на устье 60,8 кгс/см^2. Пластовое давление на глубине 3750 м 467 кгс/см^2, температура 86° С, газовый фактор 1,77 м^3/м^3, давление насыщения воды газом 172 кгс/см^2 при 86° С. Большой дебит воды при перфорации всего 4 м песчаников свидетельствует о высоких коллекторских свойствах последних.

Из верхней пачки песчаников старооскольского горизонта (интервалы перфорации 3608—3616 и 3621—3628 м) получен приток сильно парафинистой нефти плотностью 0,820 г/см^3, серы 0,1%, па-

рафина (по Гольде) 16—34% (температура плавления 51° С), вязкость при 70° С 14,05 сСт. Компонентный состав нефти газ+бензин 7,83%, масла 88,7% (в том числе парафин 43,57%), смолы силикагелевые 3,43%, асфальтены практически отсутствуют.

Вследствие высокой температуры застывания парафинистой нефти (51° С) насосно-компрессорные трубы быстро забиваются, и скважина фонтанирует только при подкачке воздуха в затрубное пространство. По кратковременному замеру дебит нефти составил около 45 м³/сут, а дебит газа 8—10 тыс. м³/сут при работе скважины через $2^1/_2''$ насосно-компрессорные трубы и затрубном давлении 10 кгс/см².

Растворенный в нефти газ содержит метана 79,7%, этана 7,7%, пропана 4,4%, бутана 15%, пентана 0,59%, гексана 0,14%, азота 5,33%, углекислого газа 0,53%. Из-за высокой вязкости нефти отобрать глубинные пробы нефти и определить содержание в ней растворенного газа и давление насыщения не удалось.

Размеры залежи также остались не выясненными, но учитывая, что по поддомаников ым отложениям девона скв. 1 Харьяга занимает не самое высокое гипсометрическое положение, можно предполагать продуктивность в сводовой части Харьягинской структуры и на других локальных структурах этого поднятия не только верхних, но и основных песчаников старооскольского и афонинского горизонтов.

Выше по разрезу при опробовании в процессе бурения испытателем пластов пачки известняков нижнефаменского и верхнефранского возраста (интервал 2640—2700 м) получен приток легкой нефти плотностью 0,842 г/см³, малосернистой (0,5%), высокопарафинистой (9,6% по Гольде), близкой по компонентному составу к нефти из песчаников живетского яруса.

Таким образом, на структурах Колвинского мегавала, из которых наиболее разведанной является Усинская, наблюдается следующее распределение залежей по разрезу: легкие (0,82—0,85 г/см³), резко недонасыщенные газом и высокопарафинистые нефти получены из силурийских, нижне-, средне- и верхнедевонских отложений на глубинах от 3600 до 2000 м (Харьягинское, Возейское и Усинское месторождения) средние (0,868 г/см³), недонасыщенные газом и получены из серпуховских доломитов с глубины 1668—1693 м (Усинское месторождение), легкие (0,844 г/см³), недонасыщенные газом нефти получены из пермскокаменноугольных отложений с глубины 1545 м (Возейское месторождение) и тяжелые (0,965—0,980 г/см³) практически беспарафинистые нефти — из этих же пермско-каменноугольных отложений с глубины 1400—1200 м (Усинское месторождение).

Дальнейшие перспективы выявления новых залежей нефти на структурах Колвинского мегавала связаны с разведкой силурийских, нижне-, средне- и верхнедевонских, а также каменноугольных и пермских отложений на Усинском, Возейском и Харьягинском поднятиях и с поисками залежей нефти и возможно газа на

северных структурах мегавала — Ярейюской и Хыльчуюской. По аналогии с Шапкина-Юрьяхинским валом на севере Колвинского мегавала можно предполагать наличие в каменноугольных и пермских отложениях не только нефтяных, но и газовых залежей. На это же указывает облегчение нефти в пермско-каменноугольных отложениях от Усинского месторождения на север к Возейскому, что, по-видимому, объясняется улучшением экранирующих свойств нижнепермских пород.

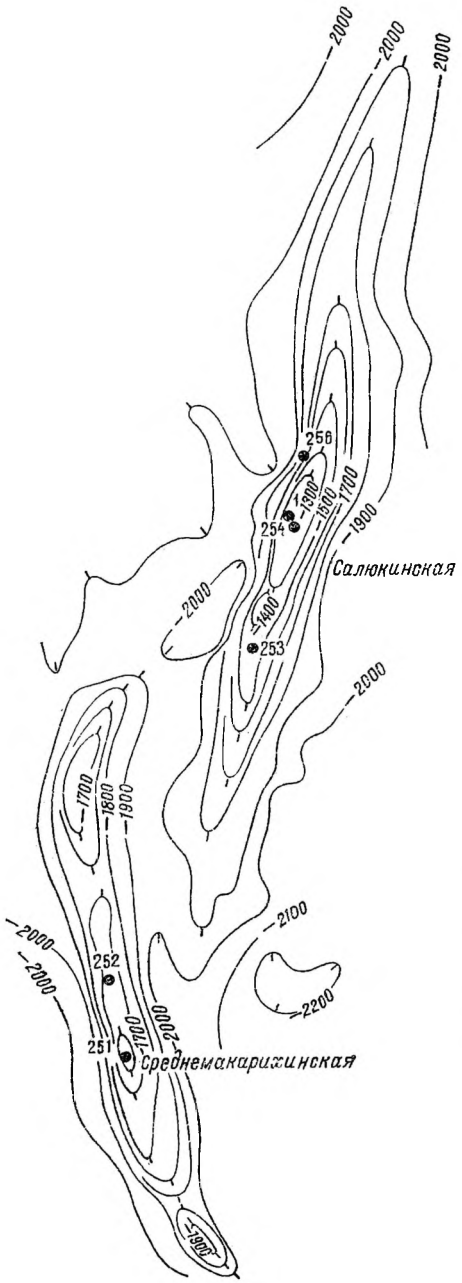
Месторождения Хорейверской впадины

Расположенная к востоку от Колвинского мегавала обширная территория Хорейверской мезозойской впадины пока изучена лишь сейсморазведкой, по данным которой в центральной части впадины по нижним горизонтам осадочного чехла и фундаменту прослеживается древнее погребенное Большеземельское поднятие. Фундамент, представленный сильно дислоцированными метаморфическими сланцами верхнерифейско-кембрийского (?) возраста, вскрыт в южной части Хорейверской впадины в параметрической скв. 1 Баганская. Данные сейсморазведки указывают на очень пологое залегание отражающих горизонтов в центральной части Хорейверской впадины, где выявленные структуры характеризуются расплывчатыми неправильными формами и амплитудой, не превышающей 100—150 м (Баганская, Веягская, Колвависская и др.). На юго-востоке и востоке впадины выявлено несколько четко выраженных высокоамплитудных структур и валов (Среднемакарихинская, Салюкинская, Усино-Кушшорская, Хоседаюская, вал Сорокина и др.).

Изучение Хорейверской впадины глубоким бурением практически только начато: пробурено по одной параметрической скважине на Баганской, Среднемакарихинской и Усино-Кушшорской площадях и в бурении находятся параметрическая Хорейверская скважина и поисковая скважина на Салюкинской структуре. Установлено выпадение из разреза средне- и нижнедевонских отложений, а также непосредственное налегание верхнедевонских (кыновско-саргаевских) карбонатных пород на различные горизонты мощной толщи силура. Нефтепроявления отмечены в кавернозных доломитах силура, в известняках верхнего девона и в карбонатных отложениях карбона и нижней перми.

Среднемакарихинское нефтяное месторождение

Месторождение приурочено к одноименной валообразной антиклинальной складке меридионального простирания амплитудой по кровле известняков нижней перми около 400—500 м (рис. 59). Западное крыло структуры крутое (15—30°), восточное более



пологое (4—8°), с глубиной амплитуда ее несколько уменьшается. На южной и северной периклиналях обособляются малоамплитудные Мукерская и Северо-Макарихинская локальные структуры.

В присводовой части Среднемакарихинской структуры пробурена параметрическая скв. 1 глубиной 3823 м, вскрывшая разрез юрских, триасовых, пермских, каменноугольных, верхнедевонских и силурийских отложений, а также две поисково-структурные скважины малого диаметра, доведенные до известняков пермско-каменноугольного возраста.

Кровля известняков нижней перми в своде структуры залегает на глубине 1680 м, подошва карбона — на глубине 2280 м, кровля силура — на глубине 3075 м. По силурийским отложениям скв. 1 Среднемакарихинская прошла 750 м, причем в нижней части разреза под толщей ангидритов мощностью более 300 м вскрыла пачку пористых и кавернозных доломитов и известняков (интервал 3590—3800 м). В керне из различных частей силура, нижнефранского подъяруса и пермо-карбона отмечена битуминозность известняков и доломитов, иногда интенсивное насыщение их нефтью.

Рис. 59. Структурная карта Среднемакарихинского и Салюкинского месторождений нефти по кровле карбонатных отложений нижней перми—карбона (горизонт I).

При опробовании пористых силурийских доломитов из интервала 3756—3823 м (открытый ствол) в скв. 1 получен приток минерализованной воды дебитом 78 м³/сут, соленость 15,0° Ве′, плотность 1,0985 г/см³. Пластовое давление на глубине 3750 м 398,9 кгс/см², температура 78° С, давление насыщения воды газом 105 кгс/см².

Выше по разрезу также из силурийских доломитов (интервалы 3650—3680, 3370—3375, 3420—3410 и 3585—3591 м) получены притоки минерализованной воды с растворенным газом и пленками нефти. Нефть утяжеленная (0,883 г/см³), сернистая (0,55%), высокопористая (7,24% по Гольде). Газовый фактор 0,91 м³/м³, давление насыщения воды газом 74 кгс/см². В растворенном газе содержится аномально большое количество водорода (10,7%) и углекислого газа (27,5%). В скв. 7 в интервале 3104—3183,5 м получен приток нефти.

Приток воды с пленкой высокопарафинистой нефти получен также из известняков нижнефранского подъяруса верхнего девона (интервал 2950—3075 м).

В гипсометрически наиболее высокой поисково-структурной скв. 251, расположенной в присводовой части Среднемакарихинской структуры, верхняя часть пермско-каменноугольных известняков в интервале 1683—1750 м насыщена тяжелой нефтью. При опробовании интервала 1697—1742 м, сложенного верхнекаменноугольными пористыми и кавернозными известняками, в скв. 251 через спущенные в качестве эксплуатационной колонны 3″ насосно-компрессорные трубы получен приток тяжелой нефти (0,984 г/см³), вязкость 176,4 спз, температура застывания 3° С, содержание серы 2,35% и парафина 1,75%. Дебит нефти переливом через 2″ насосно-компрессорные трубы составил всего 0,130—0,200 м³/сут, что объясняется ее высокой вязкостью. При подкачке воздуха в затрубное пространство компрессором дебит нефти увеличивается до 10—11 м³/сут.

Водонефтяной контакт проходит между отметками минус 1635 м, с которой получена нефть без воды в скв. 251, и минус 1720 м, с которой получен приток воды испытателем пластов в скв. 1 Среднемакарихинская. Высота залежи не менее 60 м, однако эффективная мощность проницаемых нефтенасыщенных известняков и размеры залежи остались невыясненными.

Покрышкой для пермско-каменноугольной залежи нефти является пачка артинско-кунгурских глин мощностью около 20 м и вышележащая толща частого переслаивания аргиллитов, алевролитов и песчаников кунгурского и уфимского ярусов суммарной мощностью около 250 м.

Признаки нефтенасыщения доломитов и известняков силура и верхнего девона, а также залежь тяжелой нефти в пермско-каменноугольных известняках на Среднемакарихинской структуре подтверждают возможность выявления в Хорейверской впадине промышленных залежей нефти и газа.

Салюкинское нефтяное месторождение

Месторождение расположено непосредственно к северо-востоку от Среднемакарихинского и приурочено к линейно вытянутой антиклинальной складке северо-восточного направления амплитудой по кровле пермско-каменноугольных известняков 500—600 м (рис. 59). Салюкинская структура имеет крутое флексурообразное северо-западное крыло и более пологое юго-восточное.

В сводовой части поисково-структурной скв. 254 в интервале 1404—1537 м вскрыты пористые и кавернозные нефтенасыщенные известняки ассельского яруса, а также верхнего и среднего карбона. С глубины 1570 м подняты известняки, насыщенные минерализованной водой. По данным керна, промыслово-геофизических исследований и опробования водонефтяной контакт проходит на глубине 1555 м и высота нефтяной залежи в скв. 254 составляет 150 м, из которых на долю пористых и проницаемых известняков приходится 50—60 м.

В скв. 254 при опробовании интервала 1404—1660 м (открытый ствол) получен приток минерализованной (76,3 г/л) воды с небольшим количеством нефти (0,5 $м^3$/сут). Статический уровень воды установился в 50 м от устья скважины, пластовое давление на глубине 1560 м составило 156,9 $кгс/см^2$, температура 34° С.

После установки цементного моста (кровля 1535 м) в скв. 254 был опробован открытым стволом интервал 1535—1404 м, причем получен фонтанный приток нефти. Дебит нефти при работе через $2^1/_2''$ насосно-компрессорные трубы 20 т/сут, пластовое давление на глубине 1500 м 147,6 $кгс/см^2$, температура 33° С, статическое давление на устье скважины 16,9 $кгс/см^2$.

По данным анализа глубинных проб, нефть в пластовых условиях имеет плотность 0,872 $г/см^3$, вязкость 18,9 спз, газонасыщенность 10 $м^3/т$ при давлении насыщения 23 $кгс/см^2$. Разница между пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом составляет 124,6 $кгс/см^2$. Разгазированная нефть утяжеленная (0,884 $г/см^3$), парафинистая (3,35%) и содержит фракций, выкипающих до 200° С, 20% и до 300° С 37%.

Растворенный в нефти газ имеет следующий компонентный состав: метан 54%, этан 9,2%, пропан 10,5%, бутан 9,1%, пентан 3,6%, гексан+высшие 3,6%, азот 12,2%.

Залежь нефти в пермско-каменноугольных карбонатных породах массивная, подстилается подошвенной водой и перекрыта пачкой артинско-кунгурских и нижнеказанских глин и аргиллитов мощностью 70 м. Выше, как и на Среднемакарихинской структуре, залегает толща чередующихся аргиллитов, алевролитов и песчаников уфимского и казанского ярусов верхней перми.

Таким образом, в юго-восточной части Хорейверской впадины на близко расположенных Среднемакарихинской и Салюкинской структурах в пористых и кавернозных пермско-каменноугольных карбонатных отложениях выявлены две массивные залежи нефти,

на примере которых отчетливо видно влияние герметичности покрышки на сохранность и состав углеводородных скоплений. Благодаря тому, что мощность артинско-кунгурских глин на Салюкинской структуре составляет около 70 м (против 20 м на Среднемакарихинской площади), под ними на глубине 1404 м сохранилась залежь утяжеленной (0,884 г/см^3) нефти, тогда как на Среднемакарихинской структуре на глубине 1680 м, т. е. практически на 280 м ниже, плотность нефти в залежи составляет 0,984 г/см^3 и практически полностью разгазирована.

Результаты бурения первых скважин в южной части Хорейверской впадины свидетельствуют о возможностях выявления в пределах впадины и на склонах погребенного Большеземельского поднятия залежей нефти в силурийских, девонских и пермско-каменноугольных отложениях. На структурах в северных участках впадины, где вероятно развиты более герметичные покрышки в пермских отложениях, возможно выявление не только нефтяных, но и газовых и газоконденсатных залежей. Важной самостоятельной проблемой являются поиски в Хорейверской впадине промышленных залежей нефти в силурийских отложениях, признаки нефтеносности которых установлены на Среднемакарихинской структуре и на гряде Чернышева.

Месторождения Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба

Верхнепечорская впадина Предуральского прогиба — одна из наиболее погруженных впадин в пределах Тимано-Печорской провинции. Мощность осадочного чехла в присводовой ее части достигает 9—10 км. Глубоким бурением изучены главным образом пермско-каменноугольные отложения, а разрез девонских отложений вскрыт скважинами лишь вблизи западного борта впадины и на структурах западного склона Урала.

В ее пределах развита мощная гипсово-ангидритовая, а на юге и соленосная толща кунгурского яруса, представляющая собой региональную непроницаемую покрышку. На большей южной части впадины распространена мощная терригенная толща турнейского яруса (джебольская), а мощность терригенной толщи артинского яруса резко увеличивается в восточном и юго-восточном направлениях (от 50—100 до 1000—1500 м).

В Верхнепечорской впадине промышленные газовые и газоконденсатные залежи выявлены в нижнепермских, верхне-, средне- и нижнекаменноугольных карбонатных и терригенных отложениях на самом крупном Вуктыльском, а также на Курьинском, Рассохинском и Пачгинском месторождениях. Интенсивные газонефтепроявления из различных частей разреза отмечались также при бурении и опробовании скважин на Пальюской, Восточно-Пальюской, Илычской, Луньвожпальской и других площадях.

Вуктыльское газоконденсатное месторождение

Месторождение расположено к востоку от г. Ухты в осевой части северной половины Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба и приурочено к резко выраженной крупной антиклинальной складке меридионального простирания (рис. 60).

В геологическом строении Вуктыльского месторождения и прилегающих к нему участков Верхнепечорской впадины принимают участие ордовикско-силурийские, девонские, каменноугольные, пермские и триасовые отложения. Пробуренными скважинами вскрыт разрез четвертичных, триасовых и верхнепермских терригенных красноцветных и сероцветных отложений, терригенно-сульфатных отложений кунгурского яруса мощностью от 120 м на севере до 800 м на южной периклинали структуры, пачка черных аргиллитов и мергелей верхнеартинского подъяруса, толща карбонатных пород нижней перми, верхнего карбона, московского и башкирского ярусов среднего карбона, намюрского, визейского и турнейского ярусов нижнего карбона.

Вуктыльская антиклинальная структура по подошве гипсово-ангидритовой пачки кунгурского яруса в пределах замкнутой изогипсы минус 3400 м имеет амплитуду более 1500 м. Строение резко асимметричное. Западное крыло крутое (углы падения до 70—90°, а в центральной части складки слои несколько подвернуты), свод узкий гребневидный, восточное крыло сравнительно пологое (20—25°), периклинали вытянутые, отклоняющиеся на восток. Гипсометрически наиболее высокой является северная часть структуры (Нижневуктыльское поднятие), где подошва ангидритов кунгурского яруса залегает на отметках минус 1880—1900 м, а в южной части замкнутыми изогипсами обособляется Средневуктыльское локальное поднятие, погруженное относительно Нижневуктыльского на 600 м.

По данным сейсморазведки МРНП и МОВ, Вуктыльская антиклиналь представляет собой надвиговую структуру. Плоскость надвига намечается в присводовой части на глубине 3—3,5 км, на восточном крыле она погружается на глубину до 4,5 км. Падение плоскости восточное под углом 55—70°. Залегание отложений перми и карбона ниже плоскости надвига горизонтальное. В районе северной периклинали структуры плоскость нарушения пересечена скв. 20 на западном крыле. Амплитуда вертикального смещения здесь составляет 600 м. Плоскость нарушения проходит ниже отметки газоводяного контакта.

Отмечено увеличение мощности верхнедевонских и каменноугольных отложений в пределах узкой зоны на западном крыле Вуктыльской структуры. Видимо, эта антиклинальная складка образовалась над областью прогиба. В каменноугольное и позднетриасовое время произошли инверсия тектонического режима и образование Вуктыльской валообразной складки. Бурением здесь выявлено две газоконденсатных залежи. Основная залежь приуро-

чена к мощной карбонатной толще пород артинского—визейского ярусов и небольшая по размерам залежь — к песчаникам бобриковского горизонта визейского яруса (рис. 60).

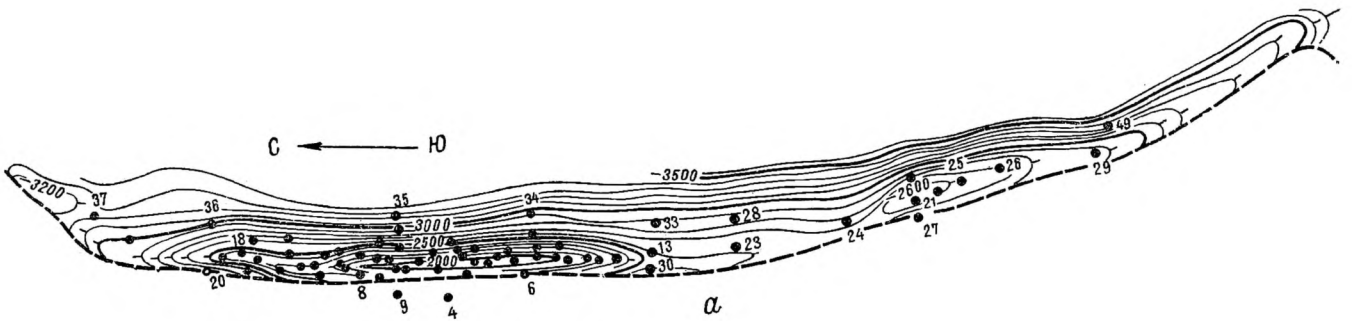
Карбонатные породы представлены органогенными и доломитизированными известняками, а также вторичными доломитами с прослоями глинистых известняков и мергелей. Толща газонасыщенных карбонатных пород мощностью около 800 м залегает над плотными глинистыми известняками и мергелями михайловского, алексинского и тульского горизонтов визейского яруса, отделяющих ее от залежи бобриковского горизонта, и перекрывается 50—100-м пачкой черных трещиноватых аргиллитов верхнеартинского подъяруса и гипсово-ангидритовой толщей кунгурского яруса, служащей непроницаемой покрышкой для залежи.

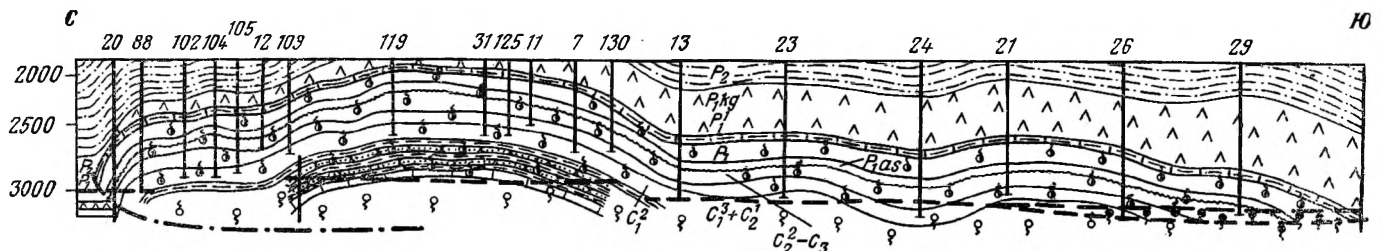
Карбонатная толща артинско-визейского возраста мощностью около 800 м является единым резервуаром, состоящим из чередования пород-коллекторов различного типа (поровые или гранулярные пористостью более 6%, низкопористые или трещинно-кавернозные пористостью менее 6% и смешанные или пористо-трещинно-кавернозные пористостью более 6%), с более плотными разностями известняков. Распределение коллекторов порового и смешанного типа в разрезе крайне неравномерно.

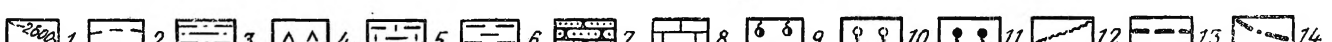
Верхняя часть карбонатной толщи, отвечающая артинскому, сакмарскому и ассельскому ярусам, представлена в основном уплотненными разностями известняков с подчиненными прослоями невыдержанных по площади и разрезу высокопористых гранулярных коллекторов. В отложениях верхнего карбона и особенно московского яруса, а также в башкирском, намюрском ярусах и верхней части визейского яруса доля поровых и смешанных коллекторов значительно возрастает, и участки разреза с преимущественным развитием таких коллекторов четко выделяются по керну, а также по данным промыслово-геофизических исследований скважин и хорошо коррелируются по площади.

Средняя мощность высокопористых коллекторов (поровых и смешанных пористостью более 6%) составляет в ассельском ярусе 7 м и низкопористых 11 м, в верхнем карбоне и московском ярусе они соответственно равны 50 и 46 м, в башкирском и намюрском ярусах — 22 и 31 м, в визейском ярусе — 11—100 и 19—41 м. В среднем поровые коллекторы составляют 14—16% мощности пермско-каменноугольного карбонатного газонасыщенного массива, смешанные коллекторы — около 20% и трещинно-кавернозные (низкопористые) — 33—35%. Плотные и глинистые породы, а также породы, которые по данным промыслово-геофизических исследований не имеют типичных признаков коллектора (в ряде случаев из таких участков получены высокодебитные притоки газа), составляют около 30% карбонатной толщи.

По данным исследований керна, пористость проницаемых разностей известняков и доломитов изменяется от 5—6 до 22—28%, а проницаемость достигает 4—8 Д. Средняя пористость гранулярн-


С
Ю
-3200
-3500
-3000
-2500
-2000
-2600
37
36
35
34
33
28
18
13
23
30
20
8
9
4
6
24
27
21
25
26
29
49
а


С
Ю
20 88 102 104 105 12 109 119 31 125 11 7 130 13 23 24 21 26 29
2000
2500
3000
P_2
P_1kg
P_1^1
P_1^2
P_1as
C_1^2
$C_1^3+C_2^1$
$C_2^2-C_3$
б


-2600
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14

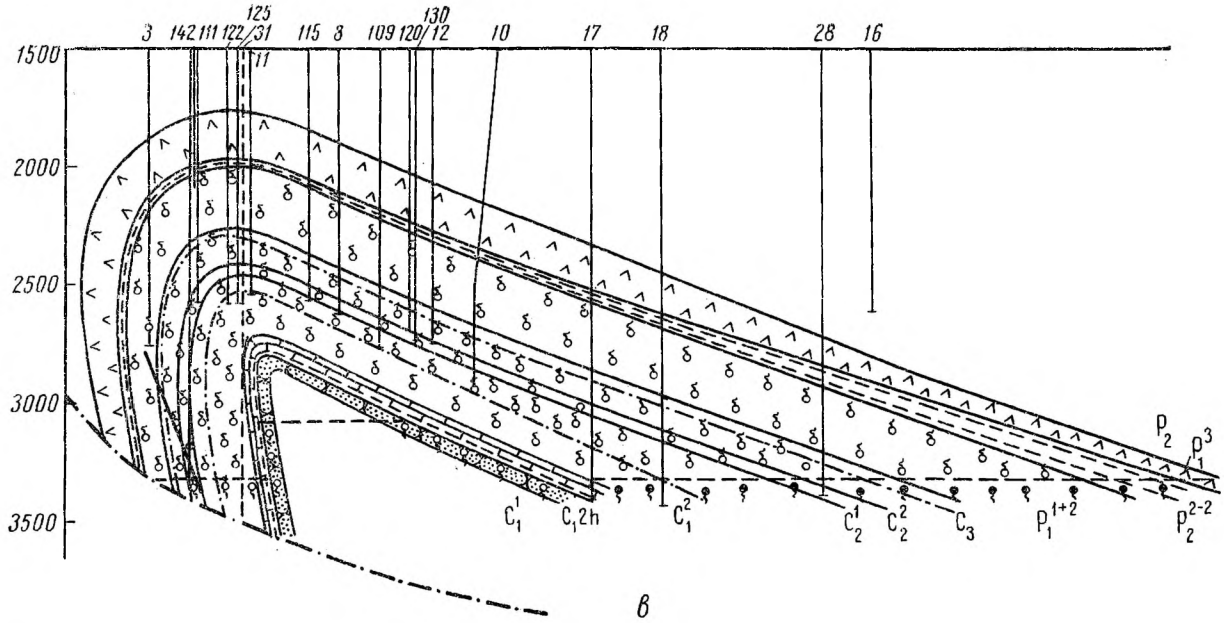


Рис. 60. Структурная карта по подошве кунгурских отложений (*а*) и геологические профили (*б*, *в*) Вуктыльского газоконденсатного месторождения.

1 — изогипсы подошвы кунгурского яруса; *2* — тектоническое нарушение по данным сейсморазведки; *3* — глинистая толща верхней перми; *4* — гипсово-ангидритовая толща нижней перми; *5* — глинистые известняки; *6* — глины; *7* — песчаники; *8* — известняки; *9* — газоконденсат; *10* — вода; *11* — нефть; *12* — поверхность несогласия; *13* — газоводяной контакт; *14* — линия надвига.

ных коллекторов верхнего карбона и московского яруса составляет 12,4—12,6%, а пермских, башкирских, намюрских и визейских отложений 10—11%.

Поинтервальным опробованием участков разреза с различной промыслово-геофизической характеристикой доказана промышленная газоносность всех типов коллекторов в различных частях разреза, причем дебиты газа в зависимости от типа и эффективной мощности коллектора в опробованном интервале меняются от нескольких тысяч до 2—3 млн. м³/сут. Весьма эффективной является солянокислотная обработка опробываемых интервалов, увеличивающая дебит газа в 4—7 раз.

Прослои и пачки коллекторов различного типа благодаря системе трещин соединены в единый резервуар массивно-пластового типа и представляют собой единую гидродинамическую систему, на что указывает закономерное изменение пластового давления в различных частях и на разных глубинах пермско-каменноугольной газоконденсатной залежи.

Газоводяной контакт не является строго горизонтальным, поскольку притоки газа получены с отметок минус 3307—3388 м, что объясняется, по-видимому, различной пористостью и проницаемостью пород-коллекторов в зоне газоводяного контакта в различных участках залежи. По данным опробования и промысловой геофизики, газоводяной контакт (на южной периклинали структуры, где имеется нефтяная оторочка) условно проведен по отметке минус 3316 м, выше которой не получено притоков воды. С учетом наиболее высокой отметки залегания газоносных карбонатных пород в сводовой части структуры (минус 1876 м) высота пермско-каменноугольной газоконденсатной залежи составляет 1440 м.

В основании пермско-каменноугольной газоконденсатной залежи установлены спорадические нефтяные скопления. Самое значительное из них приурочено к южной периклинали Вуктыльской структуры, наиболее удаленной от гидравлического замка антиклинальной ловушки, определяющего емкость последней и расположенного на северной периклинали. Высота нефтяной оторочки на юге структуры в районе скв. 26 и 49 достигает 60 м, а водонефтяной контакт, по данным опробования и промысловой геофизики, проходит на отметке минус 3376 м. Небольшие нефтяные скопления установлены также в центральной части Вуктыльской структуры в районе скв. 31 и на северной периклинали в районе скв. 20 и 36.

Вместе с нефтяной оторочкой южной периклинали общая высота пермско-каменноугольной залежи составляет 1500 м, вследствие чего в сводовой части Вуктыльской структуры наблюдаются аномально высокие пластовые давления, достигающие 342 кгс/см² на глубине 2200 м, что в 1,5 раза превышает нормальное гидростатическое давление. Пластовое давление, приведенное к отметке минус 3000 м, составляет 368,3 кгс/см².

При таком аномально высоком пластовом давлении в верхней части газоконденсатной залежи сохранность последней могла обеспечить только очень прочная и высокогерметичная покрышка, роль которой выполняют пластичные гипсово-ангидритовые породы кунгурского яруса.

По данным лабораторного исследования отсепарированного газа, газа выделившегося из сырого конденсата при его стабилизации, остаточного газа и стабильного конденсата, пластовая газоконденсатная смесь (пластовый газ) характеризуется следующим составом: метан 74,6%, этан 8,9%, пропан 3,8%, бутан 1,8%, пентан и высшие 6,5%, азот 4,4%. Плотность газа по воздуху 0,933 г/см^3, молекулярный вес 27,0, содержание стабильного конденсата 352,7 г/м^3. Конденсат представляет собой легкую прозрачную углеводородную жидкость желтоватого цвета с плотностью 745 г/см^3, молекулярным весом 115—134, с высоким содержанием легких фракций (до 300° С выкипает 86,5—91,0%) при небольшом количестве тяжелых углеводородов (выше 350° С остается 5—6%), содержание парафина по Гольде 0,5—1,2%, смол силикагелевых 0,5%, серы 0,02—0,09%.

Давление начала конденсации близко к пластовому давлению и составляет 339 кгс/см^2, а давление максимальной конденсации сырого конденсата 138 кгс/см^2 при колебаниях по разным пробам от 116 до 161 кгс/см^2.

Нефть из нефтяной оторочки в подошве пермско-каменноугольной газоконденсатной залежи легкая (0,826—0,841 г/см^3), молекулярным весом 204, высокопарафинистая (4—8,1% по Гольде), с содержанием смол силикагелевых 1,8—3,6%, серы 0,15—0,22%, фракций, выкипающих до 300° С 48—57%.

Нефть, полученная в скв. 20 из подвзбросовой части западного крыла структуры, на 100 м ниже основной газоконденсатной залежи, существенно отличается по своим свойствам и является более тяжелой (0,883 г/см^3), молекулярный вес 245, содержание парафина 1,5%, серы 0,45% и асфальтенов 3,1%.

Подстилающие газоконденсатную залежь пластовые воды представляют собой высокоминерализованные рассолы хлоркальциевого типа с общей минерализацией 212—256 г/л. Напоры вод составляют 3200—3250 м под плоскостью газоводяного контакта, дебиты воды, полученные при опробовании скважин, колеблются в зависимости от типа коллектора, эффективной мощности и депрессии на опробуемый пласт от 0,44 до 228 м^3/сут. Вода полученная из-под нефтяной оторочки в скв. 26, отличается высокой газонасыщенностью, составляющей 3,1 м^3/м^3 при давлении насыщения 330 кгс/см^2, которое сравнительно близко к пластовому давлению на уровне газоводяного контакта (380 кгс/см^2).

Наиболее высокие отметки интервалов, из которых получены притоки минерализованной воды без газа и нефти, колеблются в пределах минус 3343—3354 м (скв. 19, 28). Притоки воды с га-

зом получены с отметок минус 3307—3335 м в скв. 19, 3320—3361 м в скв. 7, 3341—3350 м в скв. 13.

Пермско-каменноугольная газоконденсатная залежь Вуктыльского месторождения в основном разведана. Первый промышленный приток газа и конденсата на месторождении был получен в октябре 1964 г. из кровли нижнепермских известняков в скв. 2, причем дебит газа составил всего 35 тыс. м³/сут. В 1966 г. по результатам опробования первых трех скважин было сделано заключение о крупных размерах Вуктыльского месторождения, а уже в марте 1967 г. началось строительство магистрального газопровода Вуктыл—Ухта—Торжок. В марте 1968 г. по результатам предварительной разведки геологические запасы газа Вуктыльского месторождения были утверждены ГКЗ по сумме категорий C_1+C_2 в количестве 500 млрд. м³. В 1969 г. была начата опытно-промышленная эксплуатация Вуктыльского месторождения. К маю 1972 г. отобрано около 23 млрд. м³ газа и 6,8 млн. т конденсата, причем текущий среднесуточный отбор, приходящийся на одну эксплуатационную скважину, составляет более 1100 тыс. м³/газа и 400—450 т конденсата. Рабочие суточные дебиты отдельных скважин составляют более 2500 тыс. м³ газа и 1000 т конденсата, что свидетельствует об исключительно высоких коллекторских свойствах пористых и трещинно-кавернозных доломитов и известняков нижнепермско-каменноугольного возраста.

В присводовой части Вуктыльской структуры под толщей глин и мергелей михайловского, алексинского, тульского и верхней части бобриковского горизонтов общей мощностью около 200 м в песчаниках бобриковского горизонта при опробовании скв. 32 выявлена самостоятельная газоконденсатная залежь. Песчаники образуют две пачки, разделенные прослоями аргиллитов. Эффективная мощность песчаников верхней пачки, при опробовании которых на абсолютной отметке минус 3078 м (подошва песчаников) получен приток газа и конденсата, составляет 8,8 м. Из нижней пачки песчаников суммарной мощностью около 15 м получен приток минерализованной воды при опробовании интервала с отметками минус 3170—3206 м, что практически на 146 м выше отметки газоводяного контакта (минус 3316 м) газоконденсатной залежи в пермско-каменноугольных отложениях.

По данным исследования проб, отобранных на устье скважины, после отделения конденсата газ из залежи бобриковского горизонта характеризуется следующим компонентным составом: метана 78%, этана 9,2%, пропана 4,2%, бутанов 2,0%, пентана 0,6%, азота 6,0%. Молекулярный вес газа составляет 20,8.

Газоконденсатная залежь в песчаниках бобриковского горизонта относится к типу пластовых сводовых, газоводяной контакт непосредственно в песчаниках не вскрыт и условно может быть проведен между отметкой подошвы газоносных песчаников верхней пачки (минус 3078 м) и отметкой кровли обводненных песча-

ников нижней пачки (минус 3170 м), т. е. примерно на минус 3120 м. Высота газоконденсатной залежи составляет не менее 200 м.

Компонентный состав газа и отметки газоводяных контактов свидетельствуют о несомненной гидродинамической изолированности залежей в бобриковском горизонте в карбонатных породах пермо-карбона. Покрышкой для залежи газа в песчаниках бобриковского горизонта служат глины и мергели тульского, алексинского и михайловского горизонтов.

Гипсометрическое положение газоводяного контакта в песчаниках бобриковского горизонта более высокое, чем в залежи в пермско-каменноугольных карбонатных отложениях. Это исключает возможность формирования последней за счет вертикальной миграции углеводородов из глубоких горизонтов карбона и девона через песчаники бобриковского горизонта, так как при этом должно было бы наблюдаться иное соотношение газоводяных контактов. Поэтому наиболее вероятно формирование газоконденсатной залежи в пермско-каменноугольных отложениях Вуктыльского месторождения в основном за счет латеральной миграции углеводородов под региональной непроницаемой гипсово-ангидритовой покрышкой кунгурского яруса, обеспечивающей хорошую сохранность газообразных углеводородов, генерировавшихся в толще черных битуминозных аргиллитов и мергелей верхнеартинского подъяруса. Мощность артинских аргиллитов, мергелей и глинистых сакмаро-ассельских известняков составляет 200—300 м в районе восточного крыла Вуктыльской структуры и увеличивается в восточном направлении до 1000 м и более на восточном борту Верхнепечорской впадины и в зоне передовых складок Урала.

Верхнеартинские отложения битуминозны в пределах всей Верхнепечорской впадины, где они перекрыты гипсово-ангидритовой и соленосной толщей кунгурского яруса. Практически во всех скважинах, вскрывших верхнеартинские отложения под ангидритами кунгура, наблюдались газопроявления различной интенсивности даже при неблагоприятном структурном положении скважин (Рощаельская, Илычская, Луньвожпальская, Северо-Курьинская и др.).

Дальнейшие перспективы увеличения разведанных запасов Вуктыльского месторождения связаны с доразведкой уже выявленных газоконденсатных залежей в пермских и каменноугольных отложениях и с поисками новых самостоятельных залежей в отложениях верхнего и среднего девона.

Курьинское газовое месторождение

Курьинская антиклинальная складка (рис. 61) расположена в приосевой зоне южного центрального замыкания Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба. Структура представляет

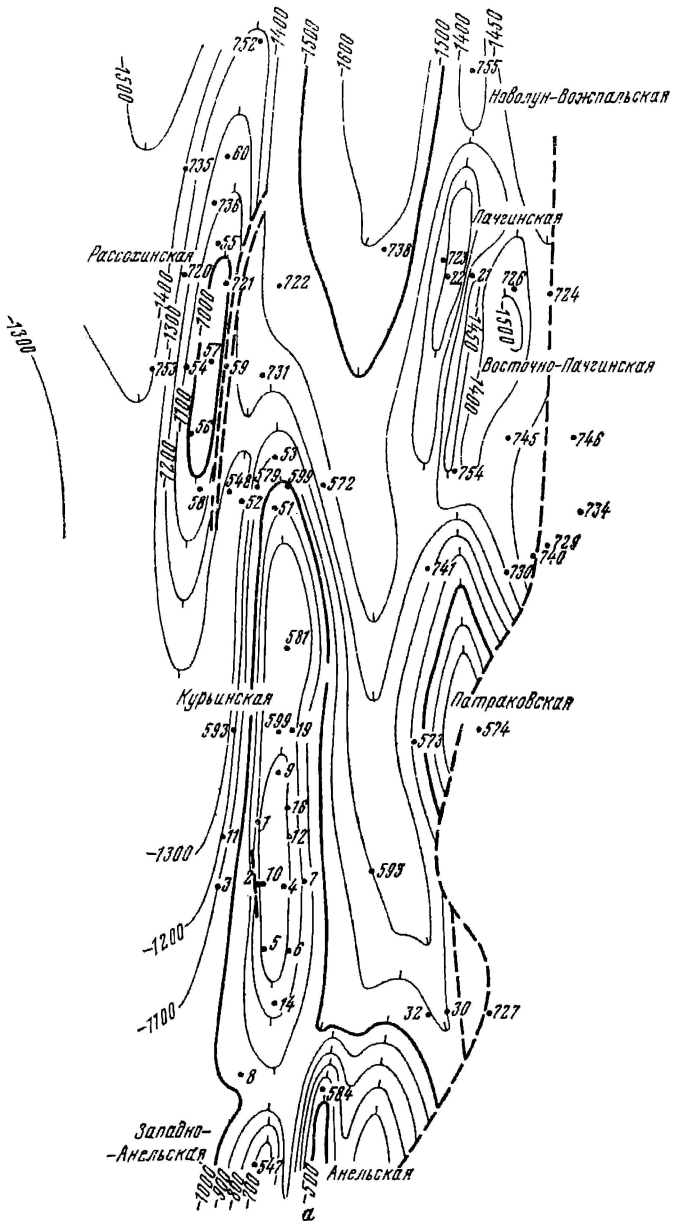
собой узкую, линейно вытянутую антиклинальную складку с крутым, осложненным взбросом западным крылом и более пологим восточным. Северная периклиналь структуры очень вытянутая и пологая (от 40′ до 3°), южная — более короткая и крутая (3°). По подошве ангидритов кунгурского яруса протяженность структуры в пределах замкнутой изогипсы минус 900 м амплитуда составляет 400—500 м. Сводовая часть структуры по изогипсе минус 700 м имеет размеры 10,5×1,5 км. Скв. 10 на западном крыле дважды пересекла кровлю нижнеартинских известняков соответственно на глубинах 1585 и 2197 м. Здесь установлен взброс амплитудой в 600 м.

Пробуренными на Курьинском месторождении скважинами вскрыт разрез четвертичных, верхнепермских, нижнепермских и каменноугольных отложений общей мощностью порядка 3000 м.

Верхнепермские отложения в составе татарского, казанского и уфимского ярусов имеют мощность от 300 м в своде структуры до 750 м на ее крыльях и представлены чередованием коричневато-бурых глин, аргиллитов и песчаников. В основании толщи залегает 100-м пачка темно-серых мергелей соликамского горизонта.

Отложения кунгурского яруса представлены в верхней части соленосной толщей, мощностью от нескольких метров в своде Курьинской структуры до 450 м на ее крыльях, а в нижней части — чередованием пластов и прослоев ангидритов, аргиллитов, алевролитов и полимиктовых известковистых песчаников. В основании толщи повсеместно развит четко выделяющийся в разрезе пласт ангидритов мощностью 20—30 м. Отдельные линзовидные пласты и прослои песчаников в нижней части кунгурского яруса (иреньский горизонт) газонасыщенные.

Под нижней ангидритовой пачкой кунгурского яруса залегает газонасыщенная толща пород верхнеартинского подъяруса, представленная частым чередованием прослоев темно-серых и черных аргиллитов с полимиктовыми преимущественно тонкозернистыми серыми песчаниками и алевролитами общей мощностью от 620 до



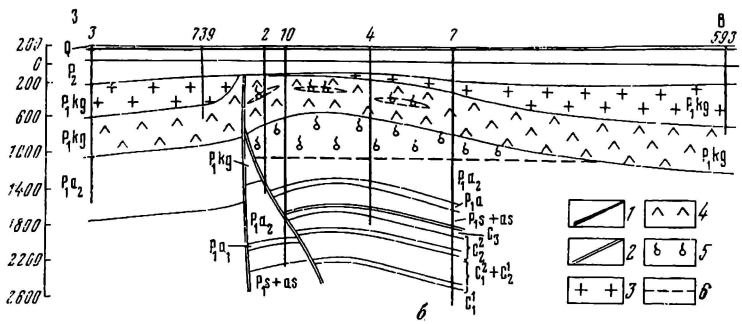


Рис. 61. Структурная карта по подошве кунгурского яруса (*а*) и геологический профиль (*б*) Курьинского месторождения газа.

1 — тектонические нарушения по данным бурения и геологической съемки; *2* — то же, по данным сейсморазведки; *3* — соленосная толща; *4* — гипсово-ангидритовая толща; *5* — газ; *6* — газоводяной контакт.

780 м. В нижней половине верхнеартинской толщи преобладают аргиллиты и реже алевролиты, а верхняя часть более песчанистая. Вся толща в значительной степени известковистая, цемент в песчаниках глинисто-карбонатный, причем карбонаты составляют около 20—25% от веса породы. В верхней половине верхнеартинской толщи в керне на долю песчаников приходится примерно 46,5%, алевролитов 28,1% и аргиллитов 25,4%. Песчаники, алевролиты и аргиллиты в основном плотные, средняя межзерновая пористость всех литологических разностей пород по 418 определениям 8,4% и средняя проницаемость 0,223 мД. Из общего количества исследованных образцов в 68 образцах (16,2%) пористость составила менее 6%, в 259 образцах (64,9%) от 6 до 12, в 40 образцах (9,5%) от 12 до 16% и в 5 образцах (1,21%) от 16 до 23,4%. Самые высокие значения проницаемости (10,15 и 23,76 мД) имеют образцы пористостью соответственно 23,4 и 9,4%. Трещинная емкость пород, определенная по 440 шлифам, равна 0,06%, а проницаемость в среднем по верхнеартинской залежи, по промысловым данным, составляет 2,7 мД, т. е. значительно выше проницаемости пор (0,223 мД). Исходя из приведенной характеристики емкости пор и трещин в породах верхнеартинского возраста и их фильтрационной способности, все коллекторы в этой толще, несомненно, относятся к трещинно-поровому типу.

Под терригенными отложениями верхнеартинского подъяруса залегает пачка темно-серых в различной степени глинистых и перекристаллизованных органогенных известняков нижнеартинского возраста мощностью от 60 до 130 м и толща местами выщелоченных трещиноватых и кавернозных доломитов и доломитизированных известняков сакмарского и ассельского ярусов общей мощностью 260 м.

Отложения верхнего, среднего и нижнего отделов карбона суммарной мощностью около 700 м вскрыты скв. 7 и 8 на восточном крыле и южной периклинали структуры и представлены в основном чередованием известняков и доломитов, трещиноватых и кавернозных, иногда окремненных, с прослоями глинистых известняков и аргиллитов.

На Курьинском месторождении выявлены две залежи газа, из которых основная по запасам приурочена к терригенным отложениям верхнеартинского подъяруса и небольшая по размерам — к песчаникам иреньского горизонта кунгурского яруса.

Притоки газа из верхней части верхнеартинской терригенной толщи получены в восьми скважинах, расположенных в присводовой части Курьинской структуры. На периклиналях и крыльях структуры при опробовании скважин либо получены очень слабые притоки газа (до 2 тыс. м^3/сут в скв. 5, 8, 14), либо вообще не получено притоков (скв. 6, 7, 11, 52, 53). По-видимому, это объясняется большей трещиноватостью пород в присводовой части и вдоль западного крыла структуры вблизи тектонического нарушения, зафиксированного скв. 10, так как наиболее высокопродук-

тивные скважины расположены в непосредственной близости от нарушения, а существенного изменения в литологии верхнеартинских отложений по площади не наблюдается. Повышенная трещиноватость пород способствует движению газа из низкопористых и слабопроницаемых газонасыщенных песчаников, алевролитов и аргиллитов к забоям скважин. Дебиты газа колеблются от 3 до 37 тыс. м³/сут при значительных (до 110 кгс/см²) депрессиях на пласт, что свидетельствует о низких фильтрационных свойствах газонасыщенных пород, и только в скв. 2, расположенной у тектонического нарушения, дебит газа составил 110 тыс. м³/сут при депрессии на пласт в 35 кгс/см².

Залежь массивная, тектонически экранированная с порово-трещинным типом коллектора. Покрышкой для нее служит пласт ангидритов в подошве кунгурского яруса мощностью 20—30 м. Газоводяной контакт опробованием не установлен, поскольку непосредственно из верхнеартинской толщи притоков воды не получено. По-видимому, это объясняется тем, что породы верхнеартинской толщи практически непроницаемы для воды, и газоводяной контакт имеется лишь в зонах повышенной трещиноватости, гидравлически связанных с нижележащими водоносными известняками нижнеартинско-каменноугольного возраста. По замерам пластовых давлений на разных глубинах в газовой залежи и в обводненных известняках нижней перми (скв. 4 и 5), вероятное положение газоводяного контакта определено расчетным путем на отметке минус 1100 м. Высота газовой залежи при этом составляет около 450 м.

Пластовое давление в своде структуры в скв. 2 на глубине 845 м (отметка минус 660 м) составляет 133 кгс/см², а среднее пластовое давление, приведенное к плоскости с абсолютной отметкой минус 960 м, составляет 137 кгс/см². Пластовая температура на отметке минус 960 м 24,8° С.

Газ из верхнеартинской залежи имеет следующий состав: метан 90,3%, этан 4,1%, пропан 1,2%, бутан 0,6%, пентан 0,3%, азот 3,2%, углекислый газ — 0,3%. Молекулярный вес газа составляет 17, 43, плотность по воздуху 0,61, содержание конденсата 10 г/м³. Геологические запасы газа в залежи верхнеартинского подъяруса оцениваются в объеме около 18—20 млрд. м³.

Скв. 592 и 1 выявлена небольшая залежь газа в песчаниках II пачки иреньского горизонта. Покрышкой для залежи служит пласт ангидритов мощностью 5—10 м, эффективную мощность по данным промысловой геофизики определить не удается. Дебит газа в скв. 1 при опробовании интервала 860—706 м составил 77 тыс. м³/сут при депрессии на пласт 52 кгс/см². В скв. 592 при опробовании интервала 863—850 м свободный дебит газа составил 70 тыс. м³/сут. Пластовое давление на глубине 790 м всего 65,3 кгс/см², т. е. значительно ниже гидростатического, что свидетельствует об изолированности этой залежи от верхнеартинской, в которой пластовое давление значительно выше гидростатического.

Залежь газа в кунгурских отложениях небольшая, литологически ограниченная. В результате отбора газа в течение трех лет из скв. 592 давление упало на 7 кгс/см^2, и по падению давления запасы газа в залежи оценены в 100 млн. м^3.

По данным газового каротажа отмечено повышение газонасыщенности бурового раствора в ряде скважин при проходке песчаников I, II и III пачек иреньского горизонта, что свидетельствует о вероятном присутствии в кунгурских отложениях нескольких небольших литологически ограниченных газовых залежей, изолированных друг от друга или имеющих затрудненную связь.

Притоки воды на Курьинском месторождении получены только при опробовании нижнеартинско-каменноугольной карбонатной толщи, залегающей на глубинах 1500—2500 м, в пяти скважинах из восьми, причем дебиты воды достигают 150 м^3/сут при небольшом понижении уровня, что свидетельствует о высоких коллекторских свойствах известняков. Воды являются высокоминерализованными рассолами с содержанием солей до 246 г/л (8500 мг-экв/л) и относятся к хлоридно-кальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе. В воде присутствует сероводород.

Обводненность всего массива карбонатных пород, по-видимому, объясняется тем, что перекрывающая их толща верхнеартинских отложений не может служить покрышкой для газа и непроницаема только для воды, а мощность верхнеартинской толщи больше амплитуды структуры по замкнутому контуру и больше высоты газовой залежи.

Рассохинское газовое месторождение

Рассохинская структура расположена непосредственно к северо-западу от Курьинской и имеет с последней весьма сходное геологическое строение. Складка имеет меридиональное простирание, амплитуда 400 м. Свод ее по подошве ангидритов кунгура погружен на 280 м относительно свода Курьинской антиклинали, причем в отличие от последней более крутым крылом является восточное и более пологим западное. Вдоль восточного крыла возможно проходит флексуро-разрыв.

С глубиной Рассохинская структура значительно выполаживается и в пределах замкнутой изогипсы минус 2900 м (отражающие горизонты II—III — низы карбона — девон) амплитуда ее составляет 120—150 м и размеры уменьшаются. Так же как и на Курьинской структуре, на своде Рассохинской складки мощность соленосной толщи кунгурского яруса сокращена, а на крыльях резко возрастает. Нижняя часть кунгурского яруса представлена терригенно-ангидритовой толщей с 20—30-м пластом ангидрита в основании. В верхнеартинской толще значительно увеличивается роль аргиллитов, а плотные песчаники сохраняются лишь в верхней ее части.

Пробуренными скважинами вскрыт разрез пермских, верхне- и среднекаменноугольных отложений и лишь в скв. 56 вскрыты отложения нижнего карбона и девона до верхней части живетского яруса включительно.

В сводной скв. 57 кровля известняков нижней перми залегает на отметке минус 1426 м. Верхние 200 м известняков представлены плотными разностями, а ниже в отложениях верхнего карбона и московского яруса выделяются пачки проницаемых пористых и кавернозных известняков и доломитов значительной мощности, в которых в сводовой части структуры и на восточном крыле выявлены две газоконденсатных залежи.

В скв. 56 в нижней части московского (2338—2409 м) и в основании визейского ярусов (2628—2678 м) преобладают глины, мергели и алевролиты, а в интервале 2832—2445 м вскрыта толща преимущественно терригенных отложений турнейского яруса (глины, аргиллиты, алевролиты). Еще ниже залегает сравнительно маломощная пачка фамепско-верхнефранских отложений (3445—3525 м), представленных доманиковой фацией, под которыми вскрыты глины, аргиллиты и плотные алевролиты нижнефранского подъяруса (3525—3611 м) и верхней части живетского яруса (3611—3637 м). При опробовании поддоманиковых отложений с помощью испытателя пластов притока не было получено, но поскольку скважиной вскрыта только самая кровля отложений живетского яруса, вопрос об их газонефтеносности остается открытым.

Газоконденсатная залежь на Рассохинской структуре выявлена также в верхнеартинских отложениях под ангидритовой толщей кунгура. Основная газоконденсатная залежь приурочена к пористым и высокопроницаемым известнякам нижней перми, верхнего и среднего карбона в сводовой части Рассохинской структуры. Эффективная газонасыщенная мощность, по данным промысловой геофизики, составляет в скв. 57 31,4 м. Залежь сводовая, массивная, плоскость газоводяного контакта проходит на отметке минус 1760 м, выше которой в скв. 57 получен фонтан газа и конденсата со свободным дебитом 1,8—2 млн. м^3/сут. Однако газоводяной контакт, возможно, не является строго горизонтальным, так как в скв. 55 из интервала с отметками минус 1778—1846 м был получен приток воды с газом и в скв. 56 из интервала с отметками минус 1718—1723 м получен приток газа с небольшим количеством минерализованной воды (подошва проницаемых известняков опробованного интервала имеет отметку минус 1759 м). Высота газоконденсатной залежи около 150 м, пластовое давление, рассчитанное на среднюю глубину залежи, 199 кгс/см^2, температура 47,8° С, содержание конденсата достигает 80 см^3/^{3}. Газ имеет следующий состав: метан 80,4%, этан 6,2%, пропан 2,0%, бутан 0,8%, пентан 0,3%, гексан и высшие 0,1%, азот 9,8%, углекислый газ 0,4%. Молекулярный вес газа 19,3, плотность по воздуху 0,671, содержание сероводорода 0,3%. Покрышкой для залежи служат

плотные глинистые известняки нижнеартинско-сакмарского возраста и в основном нижняя часть верхнеартинской преимущественно аргиллитовой толщи, которая в отличие от Курьинского месторождения приобретает здесь большую глинистость и становится более герметичной.

Подстилающие газоконденсатную залежь подошвенные воды опробованы в ряде скважин, и по глубинным пробам из скв. 60 (интервал 2211—1887 м) их газонасыщенность составляет 0,92 м³/м³, плотность в пластовых условиях равна 1,1538 г/см³ и вязкость 0,90 сСт. Минерализация воды достигает 227,8 г/л, тип вод хлоркальциевый.

На восточном крыле Рассохинской структуры скв. 59 в известняках пермо-карбона выявлена небольшая литологически ограниченная (возможно тектонически экранированная) газоконденсатная залежь, приуроченная к 5-му проницаемому пласту, залегающему на глубине 2054—2059 м, что почти на 100 м ниже газоводяного контакта присводовой залежи. Это обстоятельство, а также различие в составе газа (в газе из скв. 59 отсутствует сероводород) свидетельствуют об отсутствии связи между залежью в присводовой части и залежью восточного крыла. О весьма незначительных непромышленных размерах залежи восточного крыла свидетельствует резкое падение пластового давления в процессе исследования скважины и отбора всего 150 тыс. м³ газа (буферное давление упало со 155 до 75 кгс/см² и после длительного стояния на статическом накоплении восстанавливалось только до 84 кгс/см²).

В присводовой части Рассохинской структуры и вдоль ее крутого восточного крыла установлена газоконденсатная залежь в кровле верхнеартинской терригенной толщи непосредственно под ангидритами кунгурского яруса. Максимальный дебит газа (33 тыс. м³/сут) получен при опробовании скв. 61 из интервала 1410—1220 м. Пластовое давление на глубине 1200 м равно 181,1 кгс/см², температура 25,8° С, содержание стабильного конденсата в газе 45—65 см³/м³, плотность конденсата 0,703 г/см³, молекулярный вес 91,6. Притоки газа и газопроявления из верхнеартинских отложений при бурении отмечены в скв. 58, 59 и 61, расположенных вдоль крутого восточного крыла, возможно осложненного тектоническим нарушением. Газонасыщенность верхнеартинских отложений следует в первую очередь связывать с трещиноватостью пород, поскольку из этих же участков разреза в скважинах, находящихся на северной периклинали и относительно пологом западном крыле структуры, притоков газа не получено. Не получено из верхнеартинских отложений и притоков воды, все опробованные объекты либо дали притоки газа, либо оказались сухими.

Пачгинское газовое месторождение

Пачгинская структура расположена на широте Рассохинской к востоку от последней и приурочена к более восточной тектониче-

ской зоне, объединяющей с севера на юг Луньвожпальскую, Пачгинскую и Патраковскую антиклинальные складки. Структура имеет меридиональное простирание, сравнительно небольшую присводовую часть. По подошве кунгурских отложений амплитуда Пачгинской структуры составляет около 200 м, а в результате резкого увеличения мощности нижнепермских отложений в восточном направлении амплитуда структуры в более глубоких горизонтах карбона и девона существенно уменьшается, и она выражена только в виде террасы. Мощность кунгурских отложений в сводовой части структуры составляет 530 м и увеличивается на крыльях до 630 м и более. В отличие от Курьинского и Рассохинского месторождений мощность верхнеартинской терригенной толщи на Пачгинской структуре значительно увеличена и достигает в скв. 22 818 м и в более восточной скв. 21 984 м.

Подошва ангидритов кунгурского яруса в сводовой скв. 22 залегает на глубине 1395 м, а кровля нижнеартинских известняков вскрыта на глубине 2213 м.

В скв. 21 при опробовании испытателем пластов в процессе бурения интервала 1866—1948 м (верхнеартинская толща) получен приток газа дебитом около 150 тыс. м³/сут. При опробовании этого же интервала через эксплуатационную колонну получен лишь слабый приток газа дебитом 1—1,5 тыс. м³/сут, несмотря на обработку перфорированного интервала соляной кислотой.

В скв. 22, казавшейся по подошве ангидритов кунгура на 253 м выше скв. 21, из верхнеартинских отложений при опробовании интервала 1398—1450 м после солянокислотной обработки получен фонтан газа дебитом 100 тыс. м³/сут через штуцер диаметром 8 мм при давлении на буфере 90 кгс/см². Пластовое давление на глубине 1400 м равно 216 кгс/см², температура 31,5° С, статическое давление на буфере скважины 190 кгс/см². Плотность газа по воздуху 0,62, содержание метана 90,9%, азота 0,67%. Размеры газовой залежи в верхнеартинских отложениях, ее высота и положение газоводяного контакта остаются невыясненными. Притоков воды из верхнеартинской толщи не получено.

Таким образом в пределах Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба наблюдается следующая картина распределения залежей нефти, газа и газоконденсата по разрезу и глубинам.

На глубине 3500 м в подвзбросовой части западного крыла Вуктыльской структуры в скв. 20 почти на 100 м ниже газоводяного контакта нижнепермско-среднекаменноугольной газоконденсатной залежи получен приток утяжеленной нефти (0,88 г/см³). К северу от Вуктыльского месторождения в Андроновской параметрической скважине с глубины 3500 м из кровли нижнепермских известняков при опробовании испытателем пластов получен слабый приток тяжелой окисленной нефти.

На Вуктыльском месторождении в основании нижнепермско-среднекаменноугольной газоконденсатной залежи на отметках ми-

нус 3376—3316 м встречены скопления легкой (0,826—0,841 г/см³) нефти, а выше на отметках минус 3316—1876 м — крупная газоконденсатная залежь с аномально высоким содержанием конденсата (352,7 г/м³). На этом же месторождении выявлена газоконденсатная залежь в песчаниках бобриковского горизонта (подошва ее находится на отметке минус 3078 м).

На юге Верхнепечорской впадины на отметках минус 1850—611 м встречены залежи газа с различным содержанием конденсата в пермско-каменноугольных известняках (Рассохинское месторождение), в терригенной толще верхнеартинского подъяруса (Рассохинское, Пачгинское и Курьинское месторождения) и в терригенно-ангидритовой толще кунгурского яруса (Курьинское месторождение).

Дальнейшие перспективы увеличения разведанных запасов газа и нефти в Верхнепечорской впадине связаны с разведкой девонских отложений на уже выявленных месторождениях, с поисками новых месторождений на структурах внутренней зоны впадины и западного склона Урала и с поисками структурных и литологически экранированных залежей в девонских и нижнекаменноугольных отложениях на западном борту впадины.

Месторождение Большесынинской впадины Предуральского прогиба

В пределах Большесынинской впадины выявлена лишь одна залежь нефти в нижнепермских известняках на Южно-Сынинском локальном структурном осложнении Нитчемью-Сынинской структурной террасы. Южно-Сынинская структура представляет собой небольшую брахиантиклиналь с амплитудой около 100—150 м. Кровля нижнеартинских известняков вскрыта в параметрической скв. 1 на глубине 3472 м и до глубины 3608,6 м скважиной пройден разрез артинского, сакмарского и ассельского ярусов, представленный переслаиванием органогенно-обломочных и массивных плотных и трещиноватых известняков. В интервале 3472—3475 м пористые (8—10%) и трещиноватые известняки пропитаны тяжелой нефтью.

При опробовании интервала 3472—3608 м (открытый ствол) получен приток тяжелой нефти, дебит которой после двухкратной солянокислотной обработки составил около 25 м³/сут при непрерывной подкачке компрессором воздуха в затрубное пространство. Нефть имеет плотность 0,924 г/см³, вязкость при 50° С 62,8 сСт, содержание серы 0,37%, парафина 0,85%, смол силикагелевых 7,07%, асфальтенов 8,5%, газобензиновых фракций 4,61%, керосино-газойлевых 26,72%, масел (остаток свыше 350° С) 53%. Проба нефти, отобранная с глубины 3450 м при забойном давлении 114 кгс/см² и температуре 76,7° С, почти не содержала растворенного газа, содержание азота и тяжелых гомологов метана высокое. Характер работы скважины при опробовании свидетельствует о приурочен-

ности залежи нефти к карбонатным трещинным коллекторам. Размеры и промышленная ценность выявленной залежи нефти остались неизученными.

ОБЛАСТИ И ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

По состоянию на 1/I 1973 г. в Тимано-Печорской провинции известно 42 месторождения нефти и газа, в том числе 17 нефтяных, 10 газовых, 10 газонефтяных, четыре газоконденсатных и одно нефтяное с газоконденсатной залежью. Пять из них относятся к категории крупных.

К областям преимущественного нефтенакопления относятся южная часть Ижма-Печорской впадины (рис. 62) и Колвинского мегавала и предположительно Хорейверская впадина.

В Ижма-Печорской платформенной впадине выявлено 11 месторождений нефти, которые могут быть разделены на следующие три группы:

1) месторождения, тяготеющие к западной зоне регионального выклинивания среднедевонских терригенных отложений (Лыжско-Джьерская зона нефтенакопления);

2) месторождения зоны перехода платформы в Верхнепечорскую впадину Предуральского прогиба (Мичаю-Пашнинская зона нефтегазонакопления);

3) месторождения, приуроченные к литологически невыдержанным линзовидным песчаникам верхней перми.

Лыжско-Джьерская зона нефтенакопления (месторождения Западно-Тэбукское, Джьерское, Лузское, Кыкаиольское) протягивается в субмеридиональном направлении через центральную часть Ижма-Печорской впадины узкой полосой шириной 10—20 км. В указанной зоне нефтеносны два комплекса. Нижний объединяет терригенные отложения поддоманиковой толщи девона. Образование залежей в этой толще обусловлено региональным выклиниванием среднедевонских отложений в западном направлении и контролируется главным образом структурными ловушками субширотной ориентировки амплитудой 50—150 м и в меньшей степени литологическими ловушками, хотя последние, вероятно, также имеют значительное распространение, особенно в отложениях нижнефранского подъяруса. Залежи пластового типа (сводовые стратиграфические) и массивные, реже литологически ограниченные со всех сторон.

Верхний комплекс представлен верхнедевонскими карбонатными отложениями, в том числе рифогенного типа. Залежи нефти в фаменских отложениях являются пластовыми сводовыми и связаны с высокопористыми прослоями доломитизированных известняков, разделенных глинистыми известняками. Залежи нефти в верхнефранских отложениях связаны с рифами. Зона распространения рифогенных тел протягивается узкой (шириной 5—10 км) полосой через центральную часть Ижма-Печорской впадины вблизи зоны

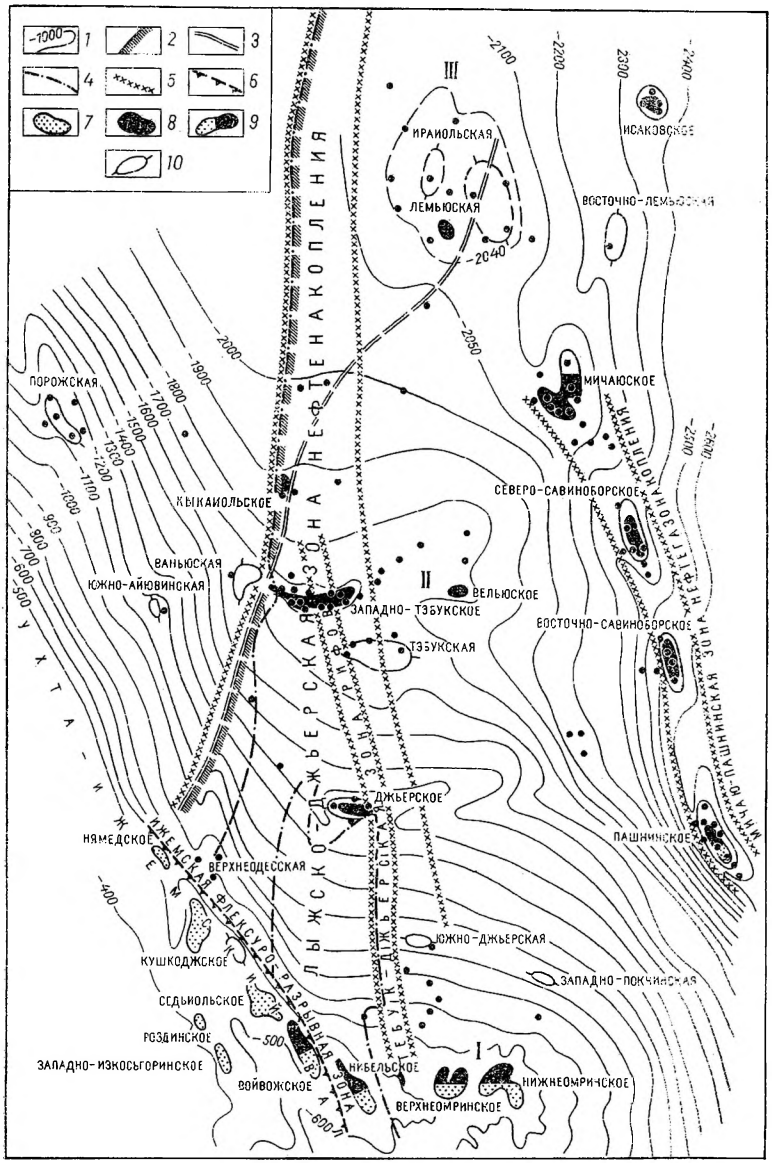


Рис. 62. Структурная карта южной части Ижма-Печорской впадины.

1 — изогипсы подошвы доманика; *2* — западная граница распространения среднего девона; *3* — линия выклинивания III пласта (эйфеля); *4* — то же, живетских отложений; *5* — границы зон нефтенакоплений; *6* — Ижемский сброс; *7* — газовые месторождения; *8* — нефтяные месторождения; *9* — газонефтяные месторождения; *10* — структуры; *I* — Омра-Сойвинская ступень; *II* — Тэбук-Савиноборская ступень; *III* — Лемью-Ираиольская ступень.

выклинивания среднего девона. В рифогенных известняках верхнефранского возраста установлена массивная залежь (высотой 80 м) на Западно-Тэбукской площади.

Можно ожидать, что в указанной и ей подобной зонах рифообразования возможно открытие других залежей нефти, приуроченных как к самим рифам, так и к облекающим или осложняющим их структурам, не выраженным или слабовыраженным в верхних и нижних горизонтах осадочной толщи. Полоса развития рифов может быть намечена как самостоятельная Тэбук-Джьерская зона нефтенакопления.

Мичаю-Пашнинская зона нефтенакопления (месторождения Мичаюское, Пашнинское Северо- и Восточно-Савиноборское, Исаковское) приурочена к линейно вытянутой одноименной системе антиклинальных поднятий, протяженностью более 100 км, шириной 15—20 км. Здесь нефтеносен широкий комплекс терригенно-карбонатных отложений от среднего девона до нижней перми включительно. Нефтегазонакопление контролируется структурными ловушками субмеридиональной ориентировки амплитудой 150—300 м. Одна из этих структур Исаковская осложнена интрузией диабазов, внедрившейся по разлому в верхнефранские отложения и, возможно, рифом; другие, за счет резкого изменения мощностей верхнего девона, имеют выраженное смещение сводов по среднедевонским отложениям относительно пермских горизонтов (Мичаюская и Северо-Савиноборская структуры). Промышленная нефтеносность установлена в живетских и пашийских отложениях, газоносность — только в III пласте эйфельского яруса Пашнинской структуры; выявлены залежи нефти в фаменских, нижнекаменноугольных и нижнепермских карбонатных отложениях. Залежи сводовые, структурно-литологические, экранированные.

Как самостоятельную зону нефтенакопления можно выделить территорию широкого распространения промышленной нефтеносности в верхнепермских отложениях на юге Ижма-Печорской впадины. Изучена эта зона слабо, границы ее не имеют четких очертаний. Основным продуктивным горизонтом является терригенная пачка в основании казанского яруса. Залежи литологические (линзовидные, рукавообразные), систематической связи с вышевыделенными зонами не обнаруживают. Выявленные месторождения (Лемьюское, Вельюское, Исаковское) по запасам невелики, нефть сравнительно невысокого качества.

В северных районах провинции крупная зона нефтенакопления связана с Колвинским мегавалом протяженностью более 300 км, включающим 10 локальных структур, из которых на трех уже известны месторождения нефти: Харьягинское и крупнейшие многопластовые Усинское и Возейское.

Локальные структуры Колвинского мегавала имеют большей частью крупные размеры, большие амплитуды и весьма сложное геологическое строение. Установлено наличие тектонических нарушений, несогласий структурных планов. В пределах зоны нефте-

носны отложения перми, карбона и девона. Залежи пластовые сводовые, стратиграфически экранированные, массивные. В отложениях карбона и перми в северной части мегавала вполне вероятно наличие не только нефтяных, но и газовых залежей. Отличительной особенностью областей преимущественного нефтенакопления является значительная недонасыщенность нефтей растворенным газом. Так, в подавляющем большинстве залежей нефти месторождений Ижма-Печорской впадины (исключая Джьерское) давление насыщения нефти газом на 70—120 кгс/см² меньше пластового давления. Аналогичное явление наблюдается и на Усинском месторождении, где давление насыщения нефти газом в поддомаников ых отложениях девона составляет всего 84 кгс/см² при пластовом давлении 388 кгс/см².

Некоторые черты сходства геологического строения Ижма-Печорской и Хорейской впадин позволяют предполагать наличие в пределах последней также залежей преимущественно нефтяного или нефтегазового типа. Первые залежи тяжелой нефти, сходной с усинской, выявлены в карбонатных отложениях каменноугольного возраста на Среднемакарихинской и Салюкинской структурах.

К областям преимущественного газонакопления и газоконденсатонакопления относятся Печоро-Кожвинский мегавал с его северо-восточным крылом, а также приосевая и внутренняя зоны Предуральского прогиба с передовыми складками Урала.

К настоящему времени в пределах Печоро-Кожвинского мегавала установлено 6 месторождений. Нефтегазоносность широко распространена по разрезу, однако залежи преимущественно мелкие. Кроме газовых и газоконденсатных встречены также нефтяные залежи, в том числе залежь тяжелой нефти в отложениях визейского яруса на Югидской структуре. Основным промышленно газоносным комплексом является поддомаников ая терригенная толща среднего девона и нижнефранского подъяруса, достигающая здесь максимальных мощностей, однако весьма непостоянная по литологическому составу.

Системой тектонических нарушений центральная часть мегавала разделяется на Шапкинско-Лебединский, Даньельско-Тереховейский, Лыжско-Кыртаиольский и Войско-Соплянский валы.

Для указанных валов характерны крупные (10×40 км) высокоамплитудные (до 600 м) структуры, зачастую с резко несогласным структурным планом по низам осадочной толщи. В отложениях среднего девона своды таких структур, как Южно-Лыжская и Кыртаиольская смещаются более чем на 5—6 км, и образуются практически самостоятельные поднятия, служащие объектами разведки. Данные последних лет заставили пересмотреть представление о неперспективности центральной части мегавала. В настоящее время с учетом повсеместного распространения регионально нефтегазоносных толщ среднего девона и наличия погребенных структур, смещенных в благоприятные для сохранения залежей условия,

перспективы центральной части мегавала оцениваются весьма высоко. Лыжско-Кыртаиольская структурная зона уже сейчас может рассматриваться как самостоятельная зона нефтегазонакопления. В пределах этой зоны выявлено среднее по размерам Кыртаиольское газонефтяное месторождение в песчаниках живетского яруса. Непромышленные нефтегазопроявления известны по Каменской структуре. В области северо-восточного крыла Лыжско-Кыртаиольской кулисы Печоро-Кожвинского мегавала выделяется Печоро-Городская зона нефегазонакопления (Печоро-Кожвинское и Печоро-Городское месторождения) протяженностью около 50 км, приуроченная к одноименной системе поднятий северо-западной ориентировки. На Печоро-Кожвинской и Печоро-Городской площадях в песчаниках живетского яруса вскрыты газоконденсатные залежи, небольшие по запасам залежи газа и нефти выявлены также в каменноугольных и пермских отложениях. Наибольший интерес в этой зоне представляют терригенные поддоманиковые отложения девона.

К югу от Печоро-Городского месторождения сейсморазведкой оконтурена Аранец-Переборская система высокоамплитудных поднятий, изученная бурением пока только по отложениям перми — карбона. В карбоне выявлена небольшая залежь легкой нефти на Аранецкой структуре. В пределах этой зоны перспективны верхнедевонские и среднедевонские отложения, разведка которых практически не проводилась.

Предуральский прогиб рассматривается как основная область газо- и конденсатонакопления в Тимано-Печорской провинции. Однако до настоящего времени промышленная газоносность установлена только в Верхнепечорской впадине. Параметрическим бурением в Косью-Роговской и Большесынинской впадинах существенных газопроявлений не отмечено.

В Верхнепечорской впадине основным промышленногазоносным комплексом является карбонатная пермско-каменноугольная толща, в которой выявлено 4 газовых и газоконденсатных месторождения, в том числе уникальное Вуктыльское. В ее пределах установлена промышленная газоносность кунгурских (Курьинское месторождение), артинских, сакмарских и ассельских отложений нижней перми (Курьинское, Рассохинское, Вуктыльское, Пачгинское месторождения), а также известняков и доломитов верхнего, среднего и нижнего карбона (Вуктыльское месторождение). Девонские отложения рассматриваются как потенциально перспективные для поисков залежей метановых и конденсатных газов, хотя эти отложения в Верхнепечорской впадине лишь частично вскрыты на Еджид-Кыртынской и Югид-Вуктыльской структурах. Характерными особенностями залежей газа и газоконденсата являются:

1) приуроченность к линейным антиклинальным, высокоамплитудным ловушкам, нередко осложненным тектоническими нарушениями и в большинстве случаев в различной мере выполаживающимися с глубиной;

2) повсеместное распространение непроницаемых сульфатных и галогенных покрышек, достигающих мощности 500—700 м и способствующих хорошей сохранности залежей газа и конденсата;

3) приуроченность газоконденсатных флюидов как к гранулярным, так и к порово-трещинным и трещинным коллекторам.

В центральной части Предуральского прогиба и в области его восточного склона выделяется ряд зон преимущественного газонакопления: Вуктыльская, Курьинская (в составе Курьинской и Рассохинской структур) и предполагаемые: Пачгинская (в составе Пачгинской и Патраковской структур), Андюгская, Мартьюская, Кырташорская, Югид-Вуктыльская, Еджид-Кыртынская, Улдор-Кыртынская и др. Зоны выделены предположительно, практически не разведывались и намечаются на основании благоприятных геологических предпосылок (наличие резервуаров, покрышек, структурных форм, нефтегазопроизводящих толщ и др.).

Промышленная газоносность или прямые нефтегазопроявления установлены в настоящее время в пределах уникальной Вуктыльской, а также Курьинской, Пачгинской и Югид-Вуктыльской зон газонакопления.

Так, Вуктыльская зона газоконденсатонакопления приурочена к линейной высокоамплитудной складке, вытянутой в меридиональном направлении, амплитудой более 1500 м. Продуктивны карбонатные отложения нижней перми, верхнего, среднего и нижнего карбона с этажом газоносности более 1300 м, содержащие залежь газоконденсата массивного типа, а также терригенные отложения бобриковского горизонта визейского яруса.

Курьинская зона газонакопления, протяженностью более 50 км, объединяет Курьинское и Рассохинское месторождения газа и перспективную Анельскую структуру. Так как породы, слагающие продуктивный разрез, здесь сильно уплотнены, коллекторами служат зоны интенсивной трещиноватости, наиболее развитые вблизи тектонических нарушений и в присводовых частях структур. В меньшей степени развиты кавернозные и поровые коллекторы. Залежи, по-видимому, структурного, массивного и литологического типов.

Разведка структур Восточной зоны прогиба только начинается. По условиям сохранности залежей наибольший интерес здесь представляют отложения автохтонной части разреза. Нефтегазоносными могут быть терригенные и карбонатные отложения перми, карбона и девона.

Областями нефтегазонакопления являются северо-восточный склон Южного Тимана (Ухта-Ижемское поднятие) и Омра-Сойвинское поднятие Ижма-Печорской впадины, Денисовская впадина и внешняя зона Предуральского прогиба.

Северо-восточный склон Тимана и Омра-Сойвинское поднятие содержат промышленные залежи только в среднедевонских и нижнефранских терригенных отложениях. Локальная залежь газа в доломитах силура выявлена на Нижнеомринском месторождении. На своде Ухтинской складки отмечаются признаки остаточного

нефтегазонасыщения по трещинам в метаморфических сланцах фундамента.

Непромышленные залежи нефти установлены в нижнекаменноугольных песчаниках на Нижнеомринском месторождении, залежи асфальтита выявлены на Нямедской структуре и на Нижнеомринском месторождении.

Всего в пределах Ухта-Ижемского и Омра-Сойвинского поднятия выявлено 16 месторождений. Наиболее приподнятое положение занимает Ярегское месторождение тяжелой нефти в своде Ухта-Ижемского поднятия. Ниже вдоль крупного разлома, осложняющего восточное крыло поднятия, выявлены чисто газовые месторождения с непромышленными оторочками из тяжелой нефти, аналогичной ярегской (Нямедское, Кушкоджское, Седьиольское, Войвожское и др.). На Войвожском месторождении выявлена легкая нефть в песчаниках живетского яруса. Гипсометрически еще ниже на Омра-Сойвинском выступе выявлены Нибельское, Верхнеомринское и Нижнеомринское газонефтяные месторождения.

Залежи пластовые сводовые, а также литологически ограниченные и стратиграфически экранированные, причем пластовые давления равны давлениям насыщения нефти газом. Пластовые давления с увеличением глубины залегания залежей возрастают, а с увеличением пластового давления и давления насыщения газ в газовых шапках постепенно обогащается тяжелыми углеводородами от 0,3% в районе Ярегского месторождения до 5,3% на Нижней Омре.

Второй областью смешанного нефтегазонакопления являются зона перехода от Ижма-Печорской платформенной впадины к Предуральскому прогибу и внешний борт последнего. В тектоническом плане это пологая, наклоненная к востоку моноклиналь, осложненная небольшими по размерам структурами типа структурных носов и малоамплитудных куполов. В указанной области выявлено 6 ограниченных по запасам месторождений.

Залежи преимущественно литологически и стратиграфически экранированные в терригенных отложениях эйфельского и живетского ярусов, нижнефранского подъяруса, отчасти в турнейских и визейских отложениях, а также в карбонатных породах пермско-девонского возраста.

В пределах внешнего борта Предуральского прогиба на юге Верхнепечорской впадины как самостоятельная зона нефтегазонакопления может быть выделена область развития мощной терригенно-карбонатной толщи турнейского возраста, выполняющей верхнедевонскую впадину некомпенсированного прогибания, в которой отмечена довольно высокая нефтегазонасыщенность. Однако из-за отсутствия крупных антиклинальных структур и относительных неблагоприятных коллекторских свойств на этой территории нет значительных скоплений нефти и газа. Широко развиты в основном небольшие по запасам литологически ограниченные залежи (Троицко-Печорск, Джебол и др.). Вместе с тем можно предпола-

гать, что в бортовых зонах этой впадины развиты верхнедевонско-нижнетурнейские рифогенные сооружения и связанные с ними еще не выявленные залежи, а также залежи, приуроченные к зонам выклинивания и замещения самих терригенных образований.

В области внешнего борта прогиба выявлены также наибольшие залежи газа и нефти в артинско-кунгурских отложениях на Восточно-Пожегской, Пальюской и Восточно-Пальюской площадях (Верхнепечорская впадина).

Денисовская впадина является крупной областью смешанного нефтегазонакопления в северной части провинции. В ее пределах предположительно выделяются два крупных структурных этажа, отличающихся по своему геологическому строению и по условиям формирования и закономерностям размещения залежей нефти и газа.

Верхний структурный этаж объединяет отложения от мезозоя до верхнего девона мощностью до 3,5—4,0 км. Здесь развиты узкие, высокоамплитудные, вытянутые на северо-запад Шапкина-Юрьяхинский вал и пологий Лайский вал, ограниченные прогибами.

С Шапкина-Юрьяхинским валом связана одноименная крупная зона нефтегазонакопления, протяженностью более 200 км, объединяющая десять локальных структур, на четырех из которых выявлены Верхнегрубешорское, Южно-Шапкинское, Шапкинское и Василковское месторождения. В пределах зоны выявлены залежи нефти, сухого и конденсатного газа в каменноугольных, пермских и триасовых отложениях. На Верхнегрубешорской структуре установлена промышленная нефтеносность отложений среднего девона.

Вторая зона нефтегазонакопления в Денисовской впадине связана с Лайским валом протяженностью около 100 км, в состав которого входят пологие Лаявожская, Командиршорская и Мишваньская структуры. На Лаявожской структуре установлена промышленная нефтегазоносность карбонатного пермско-каменноугольного возраста. Большие размеры структур этой зоны свидетельствуют о возможной приуроченности к ним крупных месторождений нефти и газа.

Нижний структурный этаж мощностью от 500 до 4000 м объединяет отложения среднего и нижнего девона и нижнего палеозоя. Для него характерны резкие колебания мощностей и несогласный по отношению к вышележащему этажу структурный план. В отложениях нижнего этажа структуры имеют характер крупных сводов. Здесь сейсморазведкой выявлены крупные, регионально развитые зоны выклинивания терригенных и карбонатных доверхнедевонских отложений. К указанным сводам могут быть приурочены особенно крупные структурно-стратиграфические, литологические и другие залежи нефти и газа.

Глава VI

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

В настоящее время наиболее изучена южная часть провинции, где были сосредоточены наибольшие объемы бурения и расположено большинство месторождений нефти и газа, приуроченных главным образом к поддоманиковым отложениям девона. Поэтому при анализе условий формирования и закономерностей размещения залежей нефти и газа основной упор сделан на хорошо изученные среднедевонские и нижнефранские отложения южной части провинции.

Изучением нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции занимался широкий круг геологов. Большинство из них приверженцы теории органического генезиса нефти и газа. Небольшая группа исследователей к возможно нефтематеринским свитам относит только терригенные среднедевонские и нижнефранские отложения (Н. И. Тихонович, В. А. Калюжный, Т. Г. Карасик), тогда как большинство других признают возможность генерации значительных количеств углеводородов терригенно-карбонатными породами верхнего девона, нижнего карбона и перми при наличии благоприятной геохимической обстановки (А. Я. Кремс, А. В. Иванов, Б. Я. Вассерман, С. М. Домрачев и др.).

Неодинаково оцениваются масштабы и характер миграции углеводородов. С. Ф. Федоров, В. Я. Авров, Б. Я. Вассерман, А. В. Иванов, М. Ш. Моделевский, Б. Н. Любомиров и другие признают возможность далекой латеральной миграции. В работах Н. Н. Тихоновича, В. А. Калюжного, П. Н. Максимова и З. И. Цзю указывается на возможность миграции углеводородных флюидов лишь на сравнительно небольшие расстояния.

Сторонниками неорганического происхождения нефти и газа в Тимано-Печорской провинции являются Н. А. Кудрявцев, К. К. Воллосович и Е. Л. Афанасьев. Они полностью отвергают возможность образования нефти из органического вещества осадочных пород.

Проблеме формирования нефтяных и газовых месторождений в Тимано-Печорской провинции до сравнительно недавнего времени было посвящено ограниченное число работ, среди которых основными были работы А. Я. Кремса (1948, 1954), С. Ф. Федорова (1956, 1958), К. А. Машковича (1955, 1960), В. А. Калюжного (1959), А. Л. Козлова (1959), М. В. Касьянова (1955). Отдельные вопросы этой проблемы были затронуты в печатных и рукописных трудах Т. Г. Карасик (1959), А. Н. Желудева (1959), В. А. Евдо-

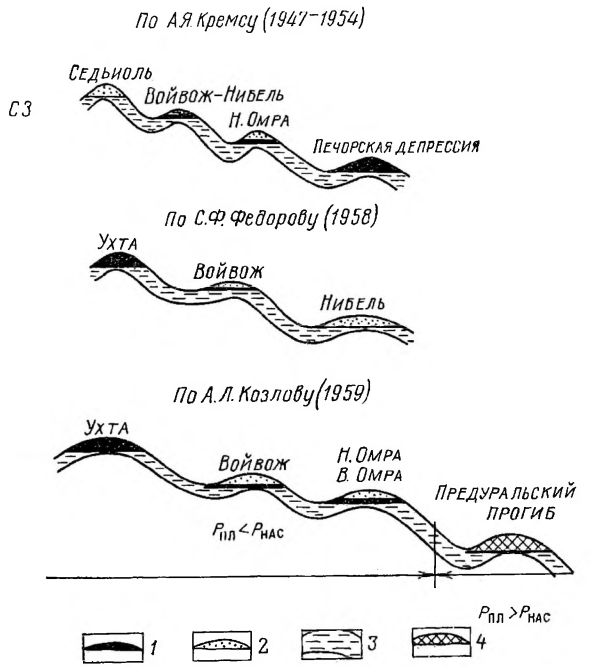


Рис. 63. Схема, иллюстрирующая представления разных авторов о формировании месторождений нефти и газа в девонских отложениях Юго-Восточного Притиманья.

1 — нефть; *2* — газ; *3* — вода; *4* — предполагаемая залежь нефти.

кимова (1959), В. А. Аврова (1960), З. И. Цзю (1958), П. А. Туманова (1959), О. А. Солнцева (1954, 1955) и др. Однако во всех перечисленных работах механизм формирования залежей нефти и газа, взаимосвязь залежей и месторождений и закономерности их размещения рассматривались только в весьма общей форме без детального палеогеографического и палеоструктурного анализа.

Основные представления о формировании месторождений нефти и газа в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции сводятся к следующему (рис. 63). А. Я. Кремс (1948) указывал на вероятную генерацию углеводородов в поддомаников отложениях де-

вона в наиболее погруженных частях Ижма-Печорской впадины, которую он вслед за И. М. Губкиным рассматривал как область питания нефтью, и на последующую миграцию их вверх по восстанию слоев в области меньших давлений с образованием залежей нефти и газа в локальных структурах и зонах стратиграфического выклинивания песчаных коллекторов. Предполагалось, что в процессе миграции газ как более подвижный обгонял нефть и занимал фронтальное положение, насыщая наиболее повышенные структуры Верхнеижемского района. Залежи газа в структурах Верхнеижемского района рассматривались в качестве общей газовой шапки весьма крупных размеров, ниже которой располагается региональная нефтеносная зона. В пределах этой зоны находятся нефтяные залежи с небольшими газовыми шапками или без них.

Формирование Ярегского месторождения рассматривалось А. Я. Кремсом вне связи с газовыми и газонефтяными месторождениями Верхнеижемского района и объяснялось миграцией нефти из погруженных частей Ижма-Печорской впадины вверх по восстанию слоев по системе многочисленных трещин в метаморфических сланцах фундамента.

С. Ф. Федоров (1958) впервые применил схему дифференциального улавливания нефти и газа в процессе их струйной миграции к месторождениям Тимано-Печорской провинции. Он дал следующую схему формирования залежей нефти и газа на северо-восточном погружении Южного Тимана. Нефть и газ, образовавшись на территории между Тиманом и Северным Уралом, мигрировали вверх по региональному восстанию слоев и заполнили встречающиеся на их пути структуры. Первые из встреченных структуры заполнялись только газом и уже не могли служить вместилищем для нефти, следующие структуры заполнялись газом и нефтью, а наиболее высокие — только нефтью или водой. Именно поэтому наиболее высоко расположенное Ярегское месторождение в своде Ухтинской складки содержит в девонских отложениях только нефть и притом густую. Расположенное гипсометрически ниже Войвожское месторождение содержит в девоне нефть с газом, а еще более погруженное Нибельское месторождение является газовым.

Однако по этой схеме нельзя объяснить формирование значительных нефтяных залежей в ловушках Верхне- и Нижнеомринского месторождений, гипсометрически погруженных относительно Нибельского газового месторождения.

К. А. Машкович (1955) пришел к выводу, что к концу верхнепермского времени продуктивные девонские поддомаников ые отложения на территории современного Омра-Сойвинского поднятия были погружены на глубину 2200—2500 м, а сформировавшиеся к тому времени залежи являлись газоконденсатными. В дальнейшем эти газоконденсатные залежи были разбиты двумя взаимно перпендикулярными системами дизъюнктивных нарушений на обособленные тектонические блоки, в каждом из которых в дальнейшем по мере формирования Омра-Сойвинского поднятия выпадение

жидких углеводородов из газоконденсатной смеси происходило по-своему.

После открытия нефтяных месторождений и залежей в Ижма-Печорской впадине с пластовыми давлениями свыше 250—280 кгс/см^2 стало ясно, что такого давления недостаточно для перевода нефти Нижнеомринского месторождения, близкой по составу к нефтям указанных месторождений Ижма-Печорской впадины, в газообразное (газоконденсатное) состояние. Это свидетельствовало о том, что ретроградной конденсацией нельзя объяснить особенности залежей нефти и газа в конкретных геологических условиях Нижнеомринского газонефтяного месторождения.

А. Л. Козлов (1959), допуская, что давление насыщения растворенных газов в девонских отложениях Тимана близко к давлению насыщения нефтеносных площадей Поволжья (около 100 кгс/см^2), пришел к выводу о том, что при миграции нефти с востока на запад вдоль поднимающейся цепочки структур давление насыщения должно быть выше пластового давления. При этом создаются условия для выделения газа из нефти, а следовательно и для их дифференциации. Структурные ловушки Верхнеижемского района небольшой амплитуды, и они оказались заполненными газом, а нефть ушла дальше на северо-запад. В Тиманском районе имеется и та верхняя нефтяная залежь, которая теоретически должна образоваться в последней на пути миграции структуре. Это Ярегское нефтяное месторождение, приуроченное к своду крупнейшей Ухтинской антиклинали.

В 1954 г. О. А. Солнцев выдвинул идею, согласно которой основной зоной нефтегазообразования в девонское время служил глубокий прогиб на месте современной Печорской гряды, а не современная Ижма-Печорская впадина.

М. В. Касьянов (1955) развил представления О. А. Солнцева и ввел понятие о Печорской гряде как о подвижной тектонической зоне, характеризующейся накоплением в процессе быстрого прогибания огромной толщи средне- и верхнедевонских отложений, в которой нефтематеринскими были породы среднего девона и франского яруса. Из этого девонского прогиба основная масса углеводородных флюидов мигрировала в девонское и нижнекаменноугольное время на запад в более приподнятые участки Ижма-Печорской впадины. В конце визейского века произошла инверсия девонского прогиба с образованием Печорской тектонической гряды, в пределах которой основные продуктивные горизонты девона оказались приподнятыми над одновозрастными отложениями Ижма-Печорской впадины, и из последней началась обратная миграция нефти и газа во вновь образованные структуры Печорской гряды. Таким образом, М. В. Касьянов впервые высказал оригинальные представления о возможном формировании залежей нефти и газа в структурах Печорской гряды за счет их ремиграции из более низких прилегающих к гряде участков Ижма-Печорской впадины.

В 1961 г. была предложена единая схема формирования месторождений юго-восточного Притиманья (Б. Я. Вассерман, 1961). Развивая и существенно дополняя схемы А. Я. Кремса (1948), С. Ф. Федорова (1958) и А. Л. Козлова (1959), Б. Я. Вассерман основывал свои концепции на палеотектонических построениях, восстанавливал геологическую историю основных тектонических элементов и структур от среднедевонского до мезозойского и современного периодов. Б. Я. Вассерман впервые указал на относительно молодой возраст Ухтинского поднятия и ряда других локальных структур юго-восточного Притиманья, подчеркнул как важную закономерность приуроченность большого количества месторождений нефти и газа к линии регионального выклинивания среднедевонских песчаников и роль этой зоны выклинивания в формировании месторождений, отметил зависимость нефтегазоносности структур от времени их формирования и положения относительно основных путей миграции углеводородов, вывел зависимость газоносности или нефтеносности структур от изменения их гипсометрического положения в геологической истории и от изменения в них пластовых давлений относительно давления насыщения нефти газом, а также рассмотрел условия и время формирования отдельных месторождений нефти и газа.

Аналогичная схема в 1963 г. предложена коллективом работников ВНИГРИ под руководством С. М. Домрачева. С. М. Домрачев пришел к выводу о преимущественном развитии процессов газообразования в осадочных отложениях на последних стадиях их уплотнения при погружении в глубоких прогибах на глубину 3,5—5 км и формировании в прогибах и на их склонах преимущественно газовых и газоконденсатных залежей, причем в качестве основного фактора он принимает абсолютную глубину погружения территории. С. М. Домрачев допускает образование залежей газа как за счет преобразования органических веществ в осадочных породах при высокой степени их уплотнения и метаморфизации в глубоких прогибах, так и за счет поступления глубинного метана неорганического происхождения.

Авторы работы исходят из органической теории происхождения нефти и газа в варианте нефтегазоматеринских свит. Они выделяют несколько самостоятельных циклов нефтегазообразования (С. П. Максимов, 1964, 1972) в девонских, каменноугольных, пермских и, возможно, мезозойских отложениях.

К возможно нефтегазопроизводящим породам (К. Ф. Родионова, С. П. Максимов, 1970) в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции могут быть отнесены:

1) терригенный и терригенно-карбонатный комплекс поддоманиковых отложений девона в составе нижнедевонских, верхнеэйфельских, живетских и пашийских отложений, представленных преимущественно сероцветными, богатыми обугленными органическими остатками, глинистыми, глинисто-мергелистыми, глинисто-карбонатными, алевролитовыми и песчаниковыми породами

суммарной мощностью в восточной краевой части платформы до 700 м и в районе Печорской гряды и Колвинского мегавала более 1500 м;

2) карбонатно-кремнистые с прослоями черных битуминозных сланцев отложения доманикового и мендымского возраста, а также терригенно-карбонатные породы верхнефранского и фаменского ярусов;

3) терригенный и терригенно-карбонатный комплекс отложений турнейского яруса. Мощная турнейская терригенная толща, развитая на юго-востоке провинции, по своему строению и фациальным особенностям отложений во многом схода с терригенной толщей Камско-Кинельской системы прогибов Волго-Уральской провинции;

4) терригенный комплекс средневизейского возраста (угленосная свита), развитый преимущественно в восточной части современной Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба и на южных структурах Печорской гряды;

5) терригенно-карбонатный комплекс отложений нижней перми, представленный глинистыми известняками сакмаро-артинского возраста и очень мощной в Предуральском прогибе толщей песчано-алевритово-аргиллитовых пород верхнеартинского и кунгурского возраста.

По А. В. Иванову, В. И. Богацкому и другим (1964), тип осадков, выполняющих нижнепермский краевой прогиб в Верхнепечорской впадине, и геохимическая обстановка его накопления в условиях устойчивого прогибания морского бассейна с восстановительной обстановкой, а также значительная обогащенность отложений органическим веществом свидетельствуют в пользу отнесения нижнепермской толщи к нефтегазопроизводящей. В подтверждение этого заключения можно указать на обилие во всей нижнепермской толще углеводородов, от небольших скоплений до средних и весьма крупных залежей нефти (Шапкинское, Усинское, Сынинское, Северо-Савиноборское, Пашнинское месторождения и др.), газа (Курьинское и Рассохинское месторождения) и газоконденсата (Вуктыльское месторождение). Значительный интерес представляет также мощная угленосная толща перми, развитая в наиболее северных впадинах прогиба. Ряд авторов приходят к выводу, что потенциальная возможность многих угленосных толщ генерировать углеводороды определяется главным образом характером диагенеза отложений. Угленосные толщи, характеризующиеся восстановительными условиями при диагенезе, испытывая затем длительное погружение и катагенез, соответствующий стадиям блестящих, бурых, длиннопламенных и газовых углей, могут, по мнению Г. И. Теодоровича и М. В. Багдасаровой, переходить в нефтепроизводящие. При более глубоком катагенезе до стадии жирных углей угленосная толща может приобрести свойства нефтегазопроизводящей. В соответствии с этой закономерностью в восточной части Русской платформы и в частности в Тимано-Печорской про-

винции угленосные отложения нижней перми и визейского яруса при погружении могли перейти в нефтепроизводящие и нефтегазопроизводящие.

Относительно возможности продуцирования углеводородов сероцветными терригенными породами, местами выделяющимися в толще верхнепермских отложений, среди геологов нет единого мнения. А. В. Иванов (1964) приходит к выводу о возможности региональной генерации газонефтяных флюидов в сероцветных отложениях верхней перми и формирования за счет них структурно-литологических и иных залежей. Однако, возможно, что из ранее существовавших в средне- и верхнедевонских отложениях залежей нефть частично мигрировала вверх с образованием соответствующих нефтяных залежей в верхнепермских отложениях.

С нашей точки зрения заслуживает внимания тот факт, что, как правило, обильные нефтепроявления вплоть до образования промышленных залежей наблюдаются в верхнепермских отложениях тех районов, где под ними отсутствует толща непроницаемых пород, которая отделяет их от нефтегазопроизводящих комплексов среднего и верхнего девона, карбона и нижней перми.

В наиболее северных районах Тимано-Печорской провинции не исключается возможность самостоятельного цикла нефтегазообразования в мезозойских, особенно в юрских и меловых отложениях, мощность которых здесь во впадинах достигает 1000—1300 м, причем в их составе имеются отдельные значительные по мощности толщи терригенных пород (в основном глин), накапливающихся в благоприятной для нефтегазообразования геохимической обстановке. Особенно заслуживают внимания верхнетриасовые отложения северо-восточных районов, в которых содержатся прослои углей и углистых глин, а серая окраска пород и наличие в них конкреций пирита свидетельствуют о восстановительной среде седиментации и диагенеза осадков. В разрезе юры и мела присутствуют как рыхлые пески и песчаники, обладающие прекрасными коллекторскими свойствами, так и глины, служащие хорошими покрышками.

Основной причиной, обусловливающей первичную (внерезервуарную) миграцию углеводородов из нефтегазоматеринских пород, считается постепенное уплотнение осадков по мере их погружения, сопровождающееся вытеснением в породы-коллекторы седиментационных вод, а вместе с последними и ранее рассеянных углеводородов в виде микронефти, а также в виде водных и газоконденсатных растворов. Время начала процессов первичной миграции, по-видимому, совпадает с моментом погружения нефтегазоматеринских осадков на глубину 700—800 м, а максимальное развитие эти процессы достигают при погружении осадков на глубину 1000—1200 м.

Вторичная, латеральная, миграция нефти и газа по регионально выдержанным пластам-коллекторам происходит из областей наибольшего погружения бассейна вместе с движением

седиментационных вод вверх по восстанию пород в сторону меньших гидравлических напоров.

Вдоль сводов валообразных поднятий и зон регионального стратиграфического выклинивания коллекторов миграция углеводородов может происходить в виде струйных потоков на значительные расстояния от областей нефтегазообразования с дифференциальным улавливанием нефти и газа в ловушках в соответствии с изложенной выше схемой (в ловушках с пластовым давлением выше давления насыщения образуются нефтяные залежи, при пластовом давлении меньше давления насыщения — газонефтяные, в случае неспособности покрышки под наиболее гипсометрически высокими залежами удерживать газообразные углеводороды могут образовываться и чисто нефтяные залежи).

Наиболее интенсивные фазовые переходы углеводородных флюидов с образованием нефтяных, газонефтяных и газоконденсатных месторождений происходят при высокоамплитудных вертикальных тектонических подвижках локальных структур, зон и областей нефтегазонакопления с приуроченными к ним залежами нефти и газа.

Наряду с широкой латеральной миграцией углеводородов признается возможной и вертикальная миграция нефти и газа. На масштабы последней непосредственное влияние оказывает наличие в разрезе надежных непроницаемых покрышек, интенсивность тектоники и степень дизъюнктивной нарушенности локальных структур.

Залежи нефти и газа в девонских отложениях. На палеогеологических профилях (рис. 64) и палеоструктурных картах (рис. 65) отчетливо видно относительно интенсивное погружение в среднедевонское и нижнефранское время восточной части территории, непосредственно прилегающей с запада к современному Предуральскому прогибу, фиксирующееся увеличенной мощностью поддомаников ых отложений. Довольно интенсивное погружение испытывал также локальный участок на западе территории в районе Ухтинской складки.

Считая карту изопахит поддомаников ых отложений одновременно структурной картой по подошве девонских отложений к началу отложения домаников ых слоев можно заключить, что песчаники пласта койвенского горизонта, базального горизонта девона, имели к началу позднефранского времени региональное падение на восток от линии Кипиево—Ираиоль—Нямедь—Изкось-Гора—Зеленец. Уменьшенные мощности поддомаников ых отложений по линии Вис—Эжвадор свидетельствуют о существовании здесь к началу позднефранского времени валообразного поднятия метаморфического фундамента, отделенного от регионального подъема к Тиману прогибом в районе Ухтинской складки.

В наиболее восточных частях района (Изныр, Рощаиоль, Восточный Савинобор, Каджером) к началу позднефранского времени отложения III пласта были погребены под осадками мощно-

стью 650—700 м и, следовательно, давление в них достигало 80—90 кгс/см².

Мы не думаем, чтобы в пределах рассматриваемой территории Юго-Восточного Притиманья к началу позднефранского времени могли сформироваться залежи нефти и газа. Но, если бы это все же произошло, то залежи, несомненно, расположились бы так, как они показаны на рис. 65. Действительно, уже к этому времени в пределах изученной бурением площади сформировались по су-

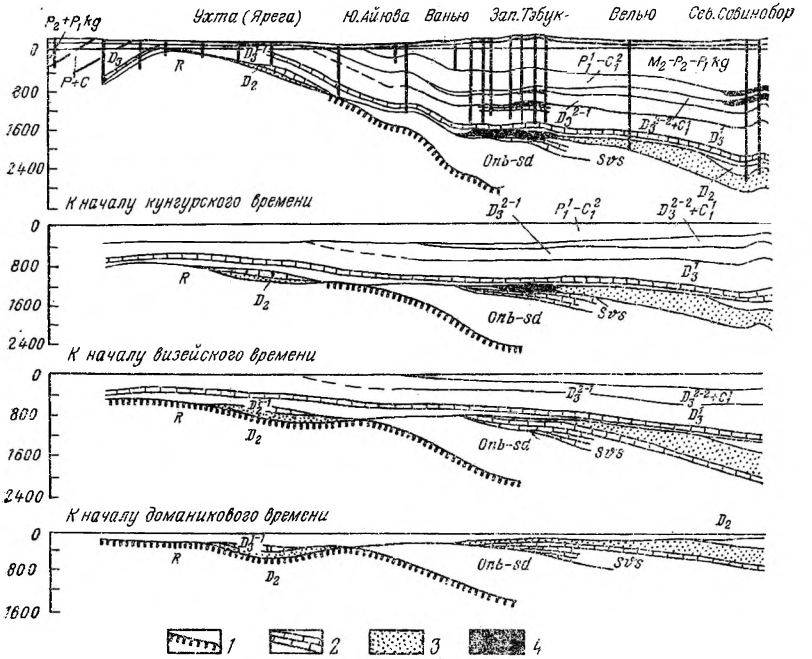


Рис. 64. Палеогеологические и современные профили по линии Ухта—Северный Савинобор.

1 — метаморфические сланцы рифея; *2* — доломиты силура; *3* — терригенные отложения среднего девона; *4* — нефтяные залежи.

ществу две ловушки, в которых могли аккумулироваться углеводородные флюиды: 1) ловушка в районе Западного Тэбука, образованная сочетанием линии выклинивания среднедевонских коллекторов и поднятием слоев на юго-восточной периклинали Висовской структуры; 2) ловушка в Верхнеижемском районе, в области наиболее приподнятого залегания среднедевонских отложений.

Здесь образовался как бы обширный по площади и выдающийся далеко на запад вверх по региональному восстанию слоев залив песчаных отложений эйфельского яруса, в который могли стягиваться углеводороды в процессе их миграции с громадной площади

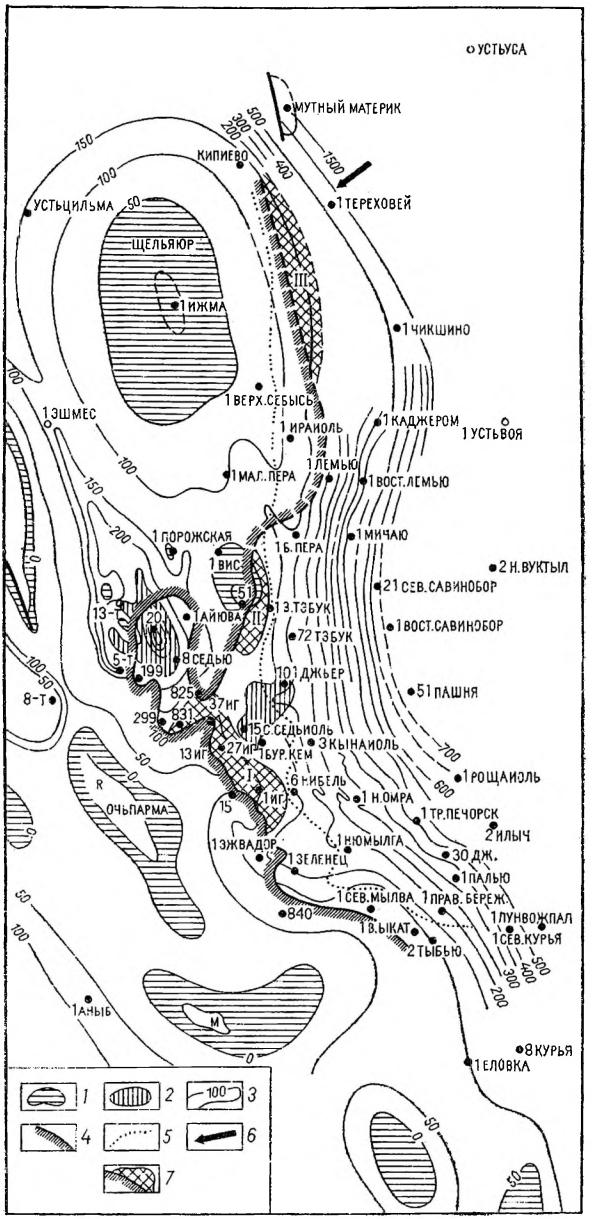


Рис. 65. Палеоструктурная карта южной части Тимано-Печорской провинции по подошве девонских отложений к началу доманикового времени.

1 — локальные поднятия; *2* — локальные мульды; *3* — линии равных мощностей поддоманиковых девонских отложений; *4* — западная граница распространения песчаников III пласта эйфельского яруса; *5* — западная граница распространения песчаников Iв пласта живетского яруса; *6* — возможные направления миграции углеводородов по среднедевонским коллекторам; *7* — структурно-стратиграфические ловушки: *I* — Верхнеижемская; *II* — Западно-Тэбукская; *III* — Лыжско-Лузская.

от Кипиева и Лемью—Ираиоля на севере до Троицко-Печорска, Джебола и Тыбью на юге. Емкость этой структурно-литологической ловушки практически была неограниченной (Б. Я. Вассерман, 1961, 1964).

В районе Ухты к началу позднефранского времени по подошве девонских отложений существовала синклиналь, в которую нефть и газ не могли попасть при миграции с востока, так как они были бы сдержаны валообразным поднятием в районе Нямеди.

В верхнедевонскую эпоху погружение восточных частей Ижма-Печорской впадины происходило также более интенсивно по сравнению с районами, прилегающими к Тиману, что отчетливо видно на палеогеологических профилях и палеоструктурной карте по подошве девонских отложений к началу визейского времени (рис. 66). Последние показывают, что общий план тектонического строения Юго-Восточного Притиманья, наметившийся еще к началу позднефранского времени, сохранялся и к началу визе, но на всей территории среднедевонские и пашийские отложения уже были погребены под более мощной толщей осадочных пород.

Минимальные глубины залегания подошвы девонских отложений располагаются по линии Вис—Нямедь—Изкось-Гора — Эжвадор, где они составляют 550—800 м и к востоку увеличиваются до 1800 м в районе Пашни и 1700 м на Мичаю.

Из этого можно сделать вывод, что в районах, где среднедевонские и пашийские осадки были погружены на глубины, превышающие 1000—1100 м, их уплотнение достигало такой степени, при которой происходили процессы отжатия углеводородов в пласты-коллекторы с последующей их латеральной миграцией вместе с седиментационными водами по восстанию слоев к областям с меньшими пластовыми давлениями. При этом шло заполнение структурных и структурно-стратиграфических ловушек, сформированных к тому времени. Однако, как показывает палеоструктурный анализ, структурных ловушек на пути движения углеводородов к тому времени было еще мало. Так, в Мичаю-Пашнинской зоне в виде замкнутой структурной ловушки начала формироваться лишь Пашнинская, поэтому только часть углеводородов была уловлена структурами типа Пашнинской, а основная их масса мигрировала по хорошо проницаемым и мощным песчаным коллекторам эйфельского и живетского ярусов вверх по восстанию слоев, где у западной границы распространения песчаников среднего девона углеводороды неизбежно должны были скопиться все в тех же структурно-стратиграфических ловушках: Верхнеижемской, Западно-Тэбукской и, возможно, в других более северных. Район свода современной Ухтинской складки по подошве девонских отложений продолжал оставаться несколько погруженным по сравнению с более восточной Висовско-Нямедской приподнятой зоной, и поступление углеводородов сюда из более восточных районов было исключено.

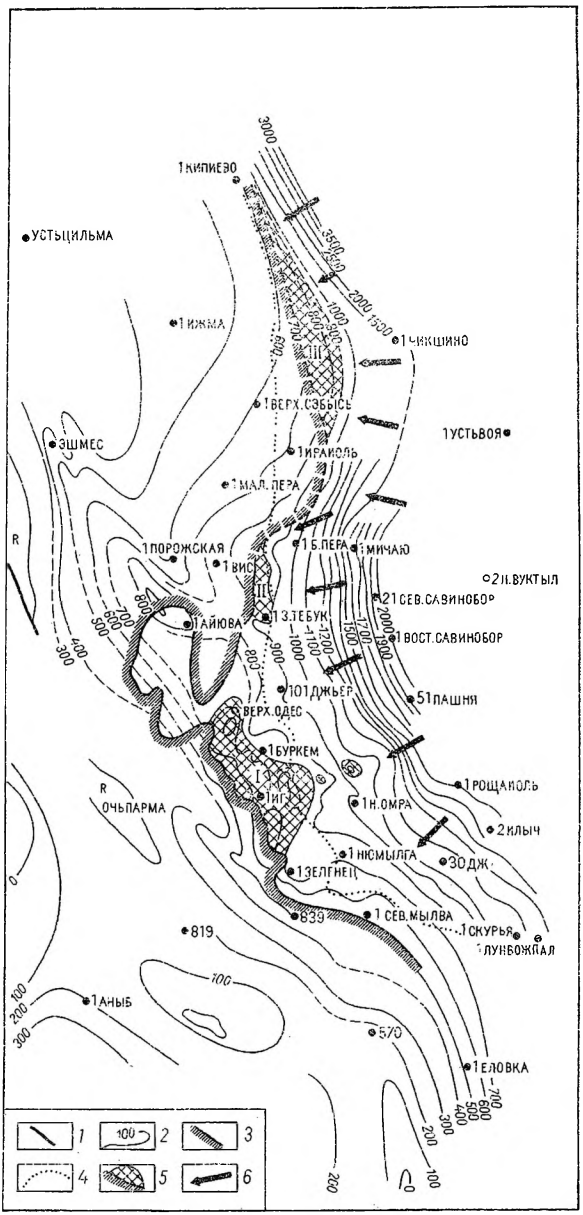


Рис. 66. Палеоструктурная карта южной части Тимано-Печорской провинции по подошве девона к началу визейского времени.

1 — тектоническое нарушение; *2* — линии равных мощностей девонских и турнейских отложений; *3* — западная граница распространения песчаников III пласта эйфельского яруса; *4* — западная граница распространения песчаников Iв пласта живетского яруса; *5* — структурно-стратиграфические ловушки: *I* — Верхнеижемская; *II* — Западно-Тэбукская; *III* — Лыжско-Лузская; *6* — направления миграционных потоков.

К началу кунгурского века тектонический план территории Юго-Восточного Притиманья в основном сохранился прежним, но конфигурация и амплитуда отдельных локальных поднятий значительно изменились. Так, в Мичаю-Пашнинской зоне продолжали расти амплитуда и емкость Пашнинской структуры и в основном формировались Восточно-Савиноборская, Северо-Савиноборская и Мичаюская складки. В Омра-Сойвинском и Верхнеижемском районах значительно более рельефно вырисовываются отдельные ранее заложившиеся структуры. Меняется конфигурация и емкость Западно-Тэбукской структурно-стратиграфической ловушки. В целом в течение каменноугольного и сакмарско-артинского времени территория юго-восточного Притиманья погружалась.

Если к началу визейского времени процессы первичной миграции углеводородов в среднедевонских и пашийских отложениях могли происходить только в восточных районах, то к началу кунгурского века эти процессы, несомненно, шли уже на всей площади распространения поддоманиковых отложений, поскольку глубина захоронения последних под вышележащими осадками превышала 1000 м.

Отжимавшиеся из глинисто-алевролитовых пород углеводородные флюиды мигрировали по среднедевонским песчаным пластам-коллекторам вверх по восстанию последних в направлении перпендикулярном к простиранию изогипс до тех пор, пока не встречали на своем пути структурной ловушки типа Пашнинской или такого литологического экрана, какими являются западные границы регионального выклинивания коллекторов эйфельского и живетского ярусов. В последнем случае дальнейшее перемещение флюидов происходило уже вдоль литологического экрана в сторону наиболее приподнятого залегания пластов с заполнением всех структурных и стратиграфических ловушек, расположенных в непосредственной близости к этому экрану (рис. 67). По-видимому, именно в течение каменноугольного периода структурные и структурно-стратиграфические ловушки в основном заполнились нефтью.

В кунгурское и особенно в верхнепермское время территория Юго-Восточного Притиманья испытывает погружение, компенсируемое накоплением мощных толщ преимущественно терригенных отложений. Наиболее интенсивное прогибание происходит в районе Предуральского прогиба и непосредственно прилегающих к нему с запада краевых частях платформы.

К концу верхнепермского времени среднедевонские и пашийские отложения в районах Ухты, Верхней Ижмы и в Ижма-Печорской впадине были погружены на глубину 1800—3500 м, причем пластовые давления были значительно выше давления насыщения и все сформировавшиеся к этому времени залежи, в том числе и залежи Западно-Тэбукской, Джьерской и Верхнеижемской ловушек, были чисто нефтяными с большим количеством растворенного в нефти газа.

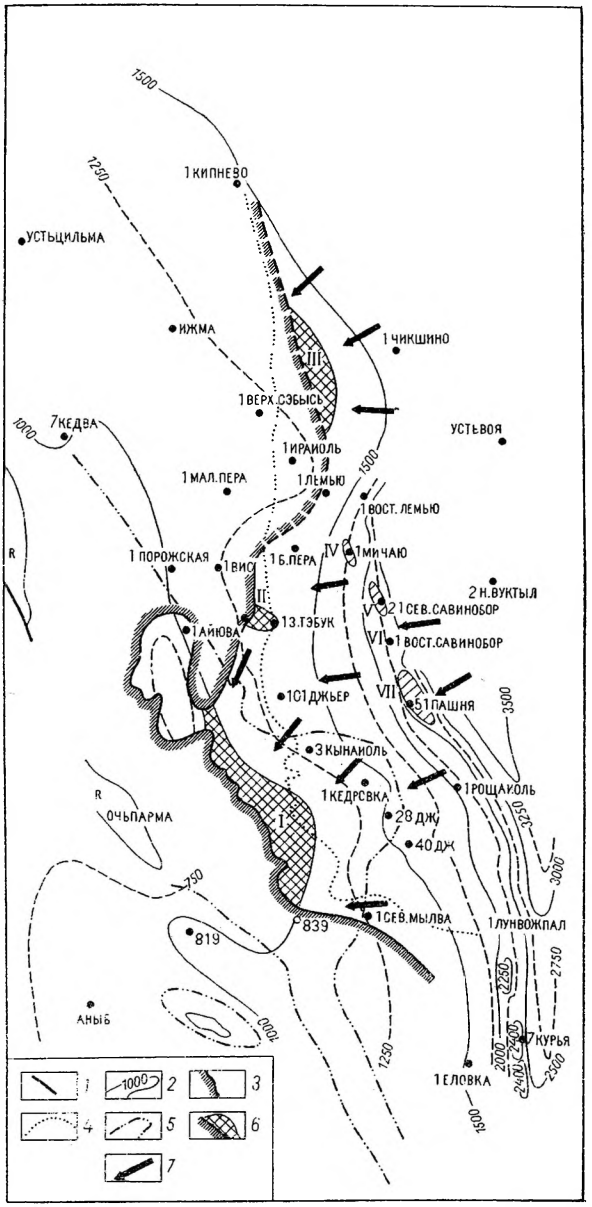


Рис. 67. Палеоструктурная карта южной части Тимано-Печорской провинции по подошве девона к началу кунгурского времени.

1 — тектонические нарушения; *2* — линии равных мощностей девонских, каменноугольных и сакмарско-артинских отложений; *3* — западная граница распространения песчаников III пласта эйфельского яруса; *4* — западная граница распространения песчаников Iв пласта живетского яруса; *5* — границы распространения кунгурских и артинских отложений; *6* — структурно-стратиграфические ловушки: *I* — Верхнеижемская, *II* — Западно-Тэбукская, *III* — Лыжско-Лузская; *7* — структурные ловушки: *IV* — Мичаюская, *V* — Северо-Савиноборская, *VI* — Восточно-Савиноборская, *VII* — Пашнинская; *7* — направление миграционных потоков.

На границе между верхней пермью и триасом в Юго-Восточном Притиманье происходят интенсивные тектонические подвижки, связанные с заключительной пфальцской фазой герцинского тектогенеза. Именно к этому времени относится возобновление подвижек по Нямедь-Войвожскому региональному сбросу, проходившему через крупную Верхнеижемскую нефтяную залежь. В это же время начинает формироваться Ухтинская складка на месте ранее существовавшего синклинального прогиба. Более четко вырисовываются контуры современных Омра-Сойвинского и Велью-Тэбукского поднятий с расположенными на них положительными структурами.

Если в девонское, каменноугольное и пермское время территория Ухта-Ижемского вала, Омра-Сойвинского поднятия и прилегающие к ним с востока части Ижма-Печорской впадины и Предуральского прогиба испытывали в основном плавное опускание, компенсировавшееся накоплением мощной карбонатно-терригенной серии осадков, то на границе перми и триаса произошла инверсия тектонического режима, и, начиная с этого момента, район Ухта-Ижемского вала и Омра-Сойвинского поднятия испытывал почти непрерывный подъем, тогда как положение слоев в южной части Ижма-Печорской впадины и Предуральского прогиба оставалось относительно стабильным.

Поднятие в триасовое время Ухта-Ижемского вала и Омра-Сойвинского выступа было настолько интенсивным, что уже к среднеюрскому времени в своде Ухтинской складки были размыты ранее отложившиеся осадки перми и карбона, на что указывает непосредственное налегание терригенных пород среднеюрского возраста на восточном крыле этой складки на разновозрастные в том числе и верхнедевонские отложения.

При подъеме в мезо-кайнозойское время территории Ухта-Ижемского вала и Омра-Сойвинского выступа происходил размыв ранее накопленных отложений, и в связи с этим пластовое давление в залежах нефти, ранее сформированных в среднедевонских и пашийских отложениях, понижалось (рис. 68). Из нефти выделялся растворенный газ и скапливался в сводовых частях локальных положительных структур и в головах выклинивающихся пластов. Поскольку подъем слоев в районе современной сводовой части Ухтинской складки был больше чем в районе Верхней Ижмы, то постепенно среднедевонские отложения на месте ранее существовавшей Ухтинской мульды оказались расположенными гипсометрически более высоко, чем в Верхнеижемском районе, и начался переток уже частично дегазированной нефти из единой и крупной Верхнеижемской залежи к своду Ухтинской складки через Нямедский песчаный пролив (рис. 69).

Газ в газовых шапках, образовавшихся в локальных положительных структурах Верхнеижемского района, при дальнейшем понижении пластового давления увеличивался в объеме и, кроме того, запасы его пополнялись за счет дополнительного выделения из

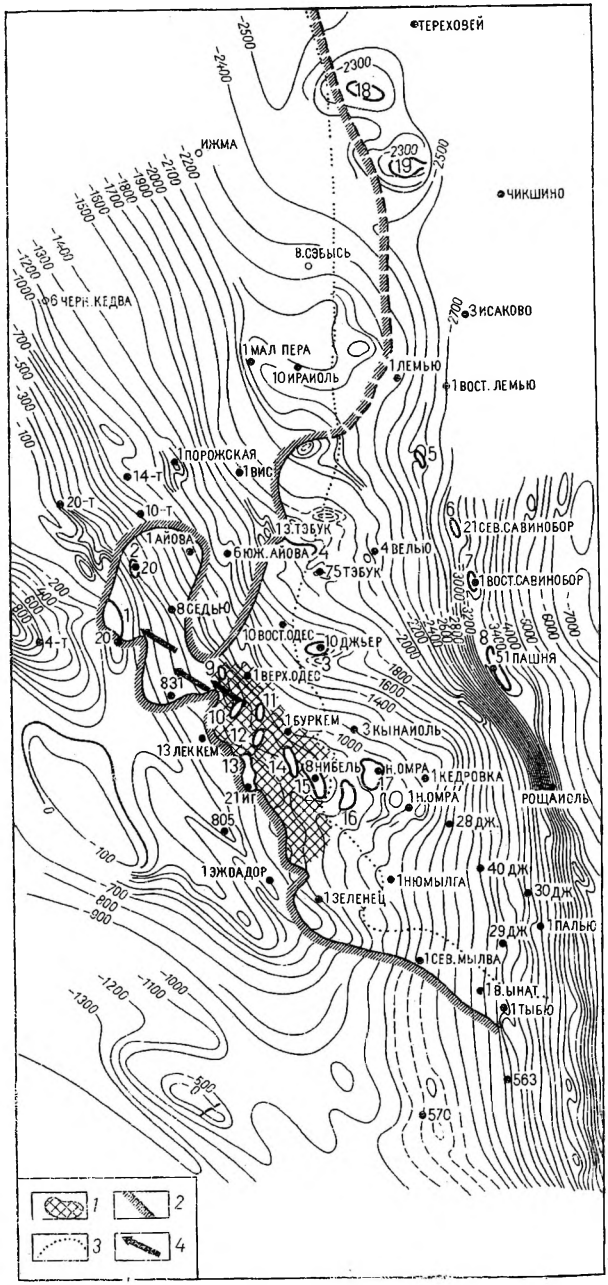


Рис. 68. Структурная карта южной части Тимано-Печорской провинции по подошве девона.

1 — площадь древней Верхнеижемской структурно-стратиграфической ловушки; *2* — западная граница распространения песчаников III пласта эйфельского яруса; *3* — западная граница распространения песчаников Iв пласта живетского яруса; *4* — направление перетока нефти из Верхнеижемской структурно-стратиграфической ловушки к своду Ухтинской складки при переформировании структурного плана в послепермское время. Цифры на карте: месторождения: нефтяные: *1* — Ярегское, *2* — Чибьюское, *3* — Джьерское, *4* — Западно-Тэбукское, *5* — Мичаюское, *6* — Северо-Савиноборское, *7* — Восточно-Савиноборское, *8* — Пашнинское; газовые: *9* — Нямедское, *10* — Кушкоджское, *11* — Седьюльское; *12* — Роздинское, *13* — Изкосьгоринское: газонефтяные: *14* — Войвожское, *15* — Нибельское, *16* — Верхнеомринское, *17* — Нижнеомринское; структуры: *18* — Верхнелыжская, *19* — Лузская.

нефти. При этом нефть, подстилающая газовые шапки, отдавливалась и мигрировала вверх по восстанию слоев к своду Ухтинской складки. Процесс отдавливания нефти из ловушек продолжался до тех пор, пока высота нефтяной оторочки не становилась настолько незначительной, что через эту оторочку в месте наименьшей амплитуды структуры («точка просачивания») избыточное количество газа начинало прорываться и мигрировать вверх по восстанию коллектора. Естественно, что при такой небольшой высоте нефтяных оторочек количество нефти, содержащейся в них, также было небольшим. Эта нефть изменялась под воздействием подстилающих радиоактивных вод значительно больше, чем в случае крупных

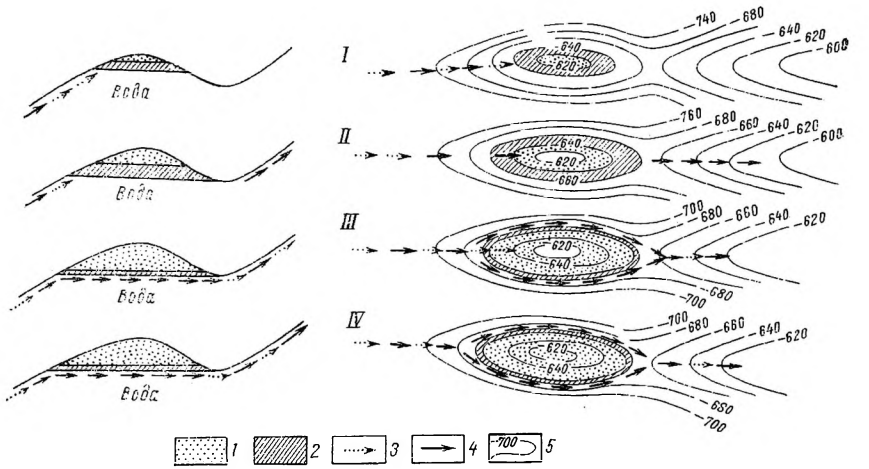


Рис. 69. Схема последовательного заполнения ловушки нефтью и газом при пластовом давлении ниже давления насыщения.

1 — газ; *2* — нефть; *3* — направление миграции газа; *4* — направление миграции нефти; *5* — изогипсы кровли коллекторов; *I—IV* — стадии заполнения ловушки.

нефтяных залежей, так как площадь водонефтяного контакта остается в этих случаях практически одинаковой, а геологические запасы нефти резко уменьшаются.

Таким образом, к настоящему времени на месте существовавшей к концу палеозоя единой Верхнеижемской структурно-стратиграфической ловушки, содержавшей в эйфельских и живетских отложениях колоссальные запасы нефти, сохранились газовые залежи в более мелких структурных и литологических ловушках, суммарный объем которых значительно меньше объема первоначальной единой залежи нефти. Вероятно, значительная часть нефти была утеряна (рис. 70).

Несомненно, что некоторое количество нефти было вовлечено в вертикальную миграцию по трещинам, рассеяно по толще верхнедевонских и каменноугольных отложений, израсходовано на образование вкрапленных и импрегнированных руд асфальтита.

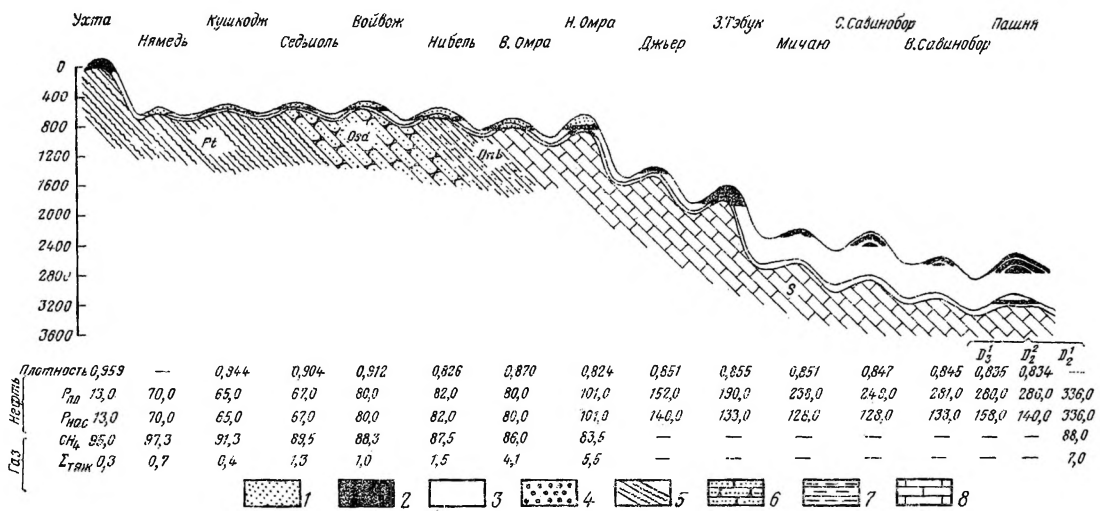


Рис. 70. Гипсометрическое положение основных залежей нефти и газа в поддомаников отложениях Тимано-Печорской провинции.

1 — газ; *2* — нефть; *3* — вода; *4* — газоконденсат; *5* — метаморфические сланцы; *6* — песчаники; *7* — аргиллиты; *8* — карбонатные породы.

Наконец, отнюдь не малое количество жидких и газообразных углеводородов в мезо-кайнозойское время ушло в атмосферу в сводовой части Ухтинской складки, где породы претерпели особенно большой подъем и имели наибольшую трещиноватость, а толща отложений, залегающая над продуктивными пластами и служащая покрышкой для среднедевонских залежей нефти, в результате размыва имела минимальную мощность и уже не обеспечивала достаточной сохранности залежей. При этом формирование месторождения тяжелой нефти происходило по схеме, описанной выше.

Территория Ижма-Печорской впадины в мезо-кайнозойское время испытывала подвижки отдельных блоков фундамента, обусловившие окончательное формирование современного структурного плана. Именно в послепермское время здесь были окончательно сформированы такие структуры как Западно-Тэбукская, Тэбукская, Джьерская и структуры Мичаю-Пашнинской зоны. На палеоструктурных картах, построенных для района Западно-Тэбукского месторождения, видно, что конфигурация и емкость Западно-Тэбукской структурно-стратиграфической ловушки, образованной сочетанием структурного выступа с линией выклинивания среднедевонских отложений, с течением времени несколько менялись, но ее положение в плане оставалось постоянным. Поэтому нефтяная залежь в среднедевонских отложениях, сформировавшаяся здесь в конце девонского и в каменноугольное время, в дальнейшем только несколько меняла свою форму.

Расположенная несколько юго-восточнее Тэбукская структура, как и Западно-Тэбукская, была в основном сформирована в послепермское время, но поскольку в верхнедевонское и каменноугольное время на месте современной Тэбукской структуры литологические и структурные ловушки отсутствовали и слои имели равномерный подъем к северо-западу, углеводородные флюиды свободно мигрировали через эту площадь до Западно-Тэбукской или Верхнеижемской структурно-стратиграфической ловушек, где и образовали промышленные скопления. Именно поэтому собственно Тэбукская структура не содержит залежей нефти и газа (Б. Я. Вассерман, 1960, 1964).

Примерно также может быть объяснена нефтеносность живетских и обводненность эйфельских песчаников на Джьерской структуре (Б. Я. Вассерман и др., 1965). В верхнедевонскую эпоху на месте современной Джьерской складки существовал широтный структурный выступ, образовавший в сочетании с линией выклинивания песчаников живетского яруса структурно-стратиграфическую ловушку, в которой и аккумулировались углеводороды, мигрировавшие на запад. В эйфельских песчаниках, граница распространения которых проходит значительно западнее Джьерской структуры, такой структурно-стратиграфической ловушки в конце девона и в карбоне не существовало, а следовательно, не образовалось и залежи.

Особый интерес представляет анализ формирования нефтяных месторождений в структурах Мичаю-Пашнинской зоны. На Мичаюской, Северо-Савиноборской и Восточно-Савиноборской структурах промышленно нефтеносными являются песчаники пашийского горизонта и отдельные линзовидные прослои песчаников самой верхней части живетского яруса. Основные песчаники средней и нижней части живетского яруса суммарной мощностью 200—250 м оказались обводненными. Это, по-видимому, объясняется тем, что упомянутые структуры начали формироваться только в верхнекаменноугольное время, когда над среднедевонскими продуктивными горизонтами уже накопилась толща осадков мощностью более 1400 м. Миграция углеводородов на запад вверх по восстанию слоев по регионально выдержанным песчаным коллекторам живетского и эйфельского ярусов к этому времени, вероятно, уже была завершена, и лишь в невыдержанных песчаных прослоях и линзах верхней части живетского яруса и пашийского горизонта, где боковое перемещение флюидов было затруднено литологической изменчивостью пород, залежи нефти сохранились.

Иная картина наблюдается на Пашнинской структуре, которая начала формироваться в фаменский век и уже к визейскому веку имела амплитуду не менее 60—80 м. Ранним временем формирования Пашнинской структурной ловушки и ее высокой амплитудой объясняется нефтенасыщенность значительной части песчаников живетского яруса и наличие газоконденсатной залежи в песчаниках эйфельского яруса.

Из рассмотрения строения Пашнинского и других месторождений Ижма-Печорской впадины можно сделать заключение о вероятной миграции углеводородов в среднедевонских отложениях в виде нефти с полностью растворенным в ней газом.

Действительно, поскольку на месте Пашнинской и других структур, начиная с фаменского или по крайней мере с каменноугольного времени, уже существовали структурные ловушки, то в случае одновременной миграции жидких и газообразных углеводородов с востока из более погруженных участков девонского седиментационного бассейна по законам дифференциального улавливания первые на пути миграции ловушки Мичаю-Пашнинского вала должны были заполниться только газом с небольшими нефтяными оторочками. Однако в действительности этого не наблюдается. Практически нефти почти всех месторождений юга Ижма-Печорской впадины резко недонасыщены газом, давление насыщения колеблется в очень небольших пределах, что возможно лишь при одинаковом соотношении в каждом из месторождений жидких и газообразных углеводородов, т. е. при отсутствии в этих месторождениях газовых шапок в процессе их формирования. Выше было показано, что резкий подъем Пашнинской структуры с выделением части растворенного газа в каждой из залежей в виде газовых шапок отразился на характеристике нефтей в залежах и привел к образованию газоконденсатной залежи в III пласте эйфельского

яруса и повышенному давлению насыщения в пашийском горизонте.

Если считать, что растворимость газа в нефти с течением времени почти не менялась или менялась в очень незначительной степени, то судя по давлению насыщения, составляющему для нефтей Ижма-Печорской впадины 120—140 кгс/см², миграция углеводородов происходила лишь при пластовых давлениях не менее 120 кгс/см², т. е. при погружении осадков на глубину 1000—1100 м.

Формирование залежей нефти и газа в нижнефранских отложениях происходило примерно так же, как в продуктивных пластах эйфельского и живетского ярусов, но характер распределения нефти и газа по площади значительно усложнялся литологической невыдержанностью пластов. Боковая миграция углеводородов по этим слоям на сколько-нибудь значительные расстояния была затруднена. Однако если признавать только ограниченную боковую миграцию, то почти все песчаные линзы в Iа и Iб пластах должны быть насыщены углеводородами за счет выжимания последних из окружающих глинисто-алевролитовых частей пластов. В действительности же мы этого не наблюдаем, и линзы пашийских песчаников с промышленным насыщением нефтью или газом встречаются, как правило, в наиболее повышенных частях структур.

Не наблюдается в песчаных линзах аномального давления, которое свидетельствовало бы об их полной изолированности. Обычно в песчаниках пашийского горизонта пластовые давления почти не отличаются от приведенных гидростатических. Особенно отчетливо это видно на примере структур Омра-Сойвинского поднятия. Весьма вероятно, что наряду с первичной миграцией углеводородов в пашийских отложениях из глин и алевролитов в песчаные линзы и ограниченной латериальной миграцией по сообщающимся линзам, насыщение последних происходило и за счет вертикальной миграции по трещинам через маломощные глинисто-алевролитовые разделы из нижележащих песчаников живетского яруса.

Отложения живетского яруса, достигающие в восточных частях района мощности 300—350 м и более, имеют преимущественно песчано-алевролитовый состав с небольшим количеством глинистых прослоев, причем почти все прослои как бы представляют собой единую гидродинамическую систему. Поэтому углеводородные флюиды могли транспортироваться по выдержанным песчаным пластам живетского яруса со значительной нефтесборной площади в наиболее структурно приподнятые участки и образовывать здесь залежи, из которых затем часть нефти и газа путем вертикальной миграции могла переместиться в вышележащие пашийские линзы песчаников через 5—10-метровый глинистый раздел. Некоторое количество углеводородных флюидов в процессе миграции по основным песчаникам живетского яруса улавливалось отдельными выклинивающимися песчаниковыми прослоями, в которых образовались литологически экранированные залежи нефти и газа. Примером могут служить залежи нефти и газа в отдельных песчаных

прослоях Iв пласта на Нижнеомринском месторождении, в скв. 36 и 53 Джебол и др.

На вероятность фильтрации нефти из Iв пласта на Нижнеомринском месторождении в вышележащие пашийские отложения указывает А. Н. Желудев (1953), анализировавший состав нефтей Верхнеижемского и Ухтинского районов. Он считает, что нефть I в, I б пластов и в особенности Iа пласта на Нижнеомринском месторождении по своим свойствам очень близка к свойствам фильтровавших нефтей.

Относительно условий формирования залежей нефти в карбонатных отложениях верхнефранского и фаменского ярусов верхнего девона из-за их слабой изученности в настоящее время могут быть сделаны только самые общие замечания. Резко отличный от поддоманиковых нефтей состав, весьма низкая газонасыщенность, повышенное содержание серы и ряд других признаков позволяют предполагать, что они имеют свой собственный источник происхождения. К возможно нефтематеринским породам в верхнем этаже нефтеносности могут быть отнесены глинистые и глинисто-карбонатные толщи пород верхней части франского и фаменского ярусов.

Ряд геологов допускают образование залежей нефти в карбонатах верхнего девона только за счет вертикальной миграции нефти из поддоманиковых отложений (Т. Г. Карасик, Т. И. Кушнарева и др.). Они основываются на том, что к настоящему времени все залежи нефти в фаменских и верхнефаменских известняках выявлены на структурах, где нефтеносны поддоманиковые отложения девона (Западный Тэбук, Пашня, Северный Савинобор, Луза, Уса и др.), тогда как за пределами границ распространения среднедевонских отложений в верхних горизонтах девона залежей нефти и газа не обнаружено.

Однако резкое различие свойств верхнедевонских и поддоманиковых нефтей, наличие мощных глинистых и глинисто-мергелистых толщ, разделяющих эти комплексы, заставляют сомневаться в правильности указанной точки зрения.

Вместе с тем резко неоднородный по площади и по разрезу состав верхнедевонских отложений обусловливает более сложную схему формирования скоплений углеводородов в верхнедевонском комплексе. Процессы региональной миграции в этом комплексе, вероятно, были возможны главным образом вблизи широко развитых поверхностей региональных несогласий или внутри пачек, отвечающих регрессивным ритмам осадконакоплений, характеризующимся высокими, выдержанными на большие расстояния, коллекторскими свойствами. Схема формирования залежей в этих интервалах разреза, вероятно, близка к описанной выше схеме для отложений поддоманиковой толщи и в общем виде согласуется с принципами дифференциального улавливания при наличии необходимой флюидоупорной покрышки. Однако большая часть девонского разреза сложена резко изменчивыми по площади фациями,

представленными от почти непроницаемых глин и отложений доманикового типа до кавернозных закарстованных образований рифогенного типа. Пространственные границы разнофациальных зон слабо изучены. При этих условиях вполне вероятно наличие местных локальных зон нефтегазопродуцирования и нефтегазонакопления. Примером может служить залежь нефти в верхнефранском рифе Западно-Тэбукской площади.

Отсутствие залежи в аналогичном рифе на Джьерской площади объясняется отсутствием покрышки. Таким образом, можно сделать следующие выводы.

1. Огромную роль при формировании залежей нефти и газа в девонских отложениях южной части Тимано-Печорской провинции играла западная граница распространения песчаных коллекторов эйфельского и живетского ярусов. Большая часть известных здесь к настоящему времени крупных месторождений нефти и газа в среднедевонских отложениях расположена в непосредственной близости от линии их выклинивания, а часть залежей является типичными структурно-стратиграфическими.

2. Залежи нефти в среднедевонских и пашийских отложениях были в основном сформированы в конце верхнедевонского и в каменноугольное время, и в дальнейшем происходило лишь их перераспределение под воздействием таких факторов, как изменение структурных форм, емкости ловушек, пластового давления в залежах и т. д. Следы переформирования залежей имеются на большинстве изученных месторождений.

3. Из структур, расположенных вдали от границы выклинивания среднедевонских отложений, наиболее перспективными являются структуры древнего заложения (не позднее каменноугольного времени).

4. Характеристика девонских месторождений Ижма-Печорской впадины указывает на то, что их формирование происходило при миграции нефти с полностью растворенным в ней газом, о чем свидетельствуют близкие почти во всех нефтяных залежах давления насыщения при большом различии в пластовых давлениях.

5. В девонских месторождениях южной части Тимано-Печорской провинции дифференциальное улавливание газа и нефти имело особенно большое значение при переформировании образовавшихся ранее залежей, когда при понижении пластового давления ниже давления насыщения в сводах структур скапливались газовые шапки за счет выделения в свободную фазу газа, ранее полностью растворенного в нефти. Нефть при этом вытеснялась из структур и мигрировала вверх по восстанию слоев до следующей ловушки.

6. При миграции углеводородов по цепи сообщающихся между собой ловушек в области пластовых давлений выше давления насыщения будут образовываться чисто нефтяные залежи, а при величинах пластовых давлений, меньших чем давление насыщения и равных ему, будут формироваться газовые или газонефтяные

залежи. Соотношение между объемами газовой шапки и нефтяной оторочкой зависит от емкости ловушки и количества протекших через нее нефти и газа. В наиболее высокой ловушке может образоваться чисто нефтяная залежь при утечке газа из газовой шапки в вышележащие горизонты или атмосферу. В случае герметичности покрышки должна образоваться газонефтяная залежь.

7. Девонские газовые залежи с тонкими нефтяными оторочками на месторождениях Верхнеижемского района и Омра-Сойвинского поднятия образовались за счет выделения газа из нефти при значительном снижении пластового давления. В тех районах Ижма-Печорской депрессии и других платформенных впадин и валов, где пластовое давление в поддомаников ых отложениях девона на протяжении верхнедевонского, каменноугольного и мезо-кайнозойского времени не понижалось ниже давления насыщения, т. е. ниже 120—140 кгс/см^2, в среднедевонских и пашийских отложениях следует ожидать только чисто нефтяных залежей. Этот вывод имеет очень большое практическое значение, поскольку он позволяет обоснованно выделять территории, благоприятные для поисков в девонских отложениях преимущественно нефтяных месторождений.

8. Наиболее перспективны для поисков газовых и газоконденсатных залежей в девонских отложениях крупные структурные элементы, испытавшие на протяжении своей геологической истории неоднократные вертикальные движения различного знака и большой амплитуды. Примером могут служить Печоро-Городское, Печоро-Кожвинское и Картаиольское месторождения Печоро-Кожвинского мегавала, где в среднедевонских отложениях выявлены газоконденсатные залежи и залежи легкой высокопарафинистой нефти.

9. В северных районах провинции в среднедевонских отложениях выявлены пока лишь отдельные крупные залежи (Усинская, Верхнегрубешорская, Возейская, Харьягинская) легкой, недонасыщенной газом нефти с повышенным содержанием парафина. По-видимому, при погружении нефтяных залежей на большие глубины (5—5,5 км) происходит обогащение нефти парафином, на что указывает палеотектонический анализ по месторождениям Печоро-Кожвинского и Колвинского мегавалов и Шапкина-Юрьяхинского вала.

10. В северных районах, так же как и на юге провинции, при формировании залежей нефти и газа в среднедевонских отложениях очень большую роль играли линии регионального выклинивания песчаных коллекторов, что наглядно видно на примере Усинского и Возейского месторождений, где залежи приурочены к структурно-стратиграфическим ловушкам, образованным сочетанием положительных структур с линиями выклинивания среднедевонских песчаников.

11. Территория северных и восточных районов Тимано-Печорской провинции до самого последнего времени оставалась доста-

точно мобильной, на что указывают резкие изменения мощностей отдельных стратиграфических комплексов и наличие в разрезе значительных перерывов в осадконакоплении. Эти перестройки структурных планов, несомненно, сопровождались процессами переформирования залежей нефти и газа в среднедевонских отложениях, следы которых мы наблюдаем в целом ряде случаев (остаточное нефтенасыщение, твердый битум и т. д.).

Залежи нефти и газа в каменноугольных и пермских отложениях. Нефтегазоносность каменноугольных и пермских отложений изучена по сравнению с поддомаником отложениями девона значительно слабее, выявленные и разведанные залежи и месторождения нефти и газа часто расположены вдали друг от друга или небольшими группами в различных тектонических областях, а взаимосвязь между ними не всегда достаточно четкая.

Турнейский комплекс терригенных отложений, широко развитый в южной части Тимано-Печорской провинции и достигающий к юго-востоку от Омра-Сойвинского поднятия 450—500 м, содержит заключенные среди глин многочисленные не выдержанные по простиранию прослои и линзы песчаников и алевролитов. Турнейские отложения выполняют существовавшую в верхнем девоне некомпенсированную впадину и в настоящее время регионально наклонены на юго-восток и восток в сторону Предуральского прогиба. На фоне этого регионального погружения лишь местами террасовидные выполаживания слоев и малоамплитудные брахиантиклинальные структурные осложнения (Джебол, Южный Джебол, Палью, Правобережная и др.).

К головам выклинивающихся вверх по восстанию песчаниковых и алевролитовых слоев приурочены многочисленные мелкие залежи газа (Троицко-Печорская площадь), нефти (Ягтыдинская, Северо-Мылвинская, Джебольская площади) и газоконденсата (Джебольская площадь). Крупных и высокоамплитудных структур, благоприятных для образования больших залежей нефти и газа, в зоне развития турнейской терригенной толщи в восточной краевой части платформы и западного борта Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба поисковыми работами не выявлено.

Палеоструктурный анализ показывает, что к началу кунгурского века в Верхнепечорском районе на месте Джебольской, Южно-Джебольской, Правобережной и других площадей в турнейских и девонских отложениях существовали структурные и структурно-литологические ловушки с достаточно большой емкостью, в которых могли содержаться значительные по размерам газонефтяные залежи. В кунгурское, верхнепермское и особенно послепермское время, когда формировался Предуральский прогиб и произошло резкое воздымание Тимана, вся территория Верхнепечорского района приобрела значительный наклон на восток, что привело к частичному (Джебол) или даже полному (Правобережная и др.) раскрытию структурных и структурно-литологических ловушек

с превращением последних в структурные носы, раскрывающиеся в северо-западном направлении. Газонефтяные залежи при этом расформировывались или резко уменьшались в объеме.

При уменьшении емкости ловушек из них начинала двигаться вверх по восстанию слоев нефть из нефтяных оторочек, за счет которой и образовались многочисленные мелкие залежи нефти и газа в головах выклинивающихся или замещающихся глинами пластов-коллекторов. Из газовых залежей с небольшими нефтяными оторочками при их дальнейшем погружении и возможном частичном подтоке газообразных углеводородов с востока из более погруженных районов Предуральского прогиба могли образоваться структурные и структурно-литологические газоконденсатные залежи типа Джебольских. Большое количество выклинивающихся и замещающихся песчаных и алевролитовых прослоев, расположенных на разных стратиграфических уровнях в турнейской терригенной толще при большой общей мощности последней, обусловило весьма сложную картину распределения залежей нефти, газа и газоконденсата в ее разрезе.

Так, мелкие газовые залежи в турнейских отложениях встречены на глубинах от 750 м (Троицко-Печорская площадь) до 1600 м (Джебол скв. 10), газоконденсатные залежи — на Джебольской структуре на глубинах от 1320 до 1580 м и залежи нефти — на глубинах от 900 м на Северной Мылве до 1140 м на Ягтыдине и 1620 м на Джеболе. Практически все встреченные в турнейских терригенных отложениях залежи газа, нефти и газоконденсата являются литологически ограниченными или структурно-литологическими. Формирование их происходило, вероятно, главным образом за счет генерации углеводородов в самой толще терригенных осадков турнейского яруса и последующей их латеральной миграции по сложно построенным пластам-коллекторам. В то же время нельзя полностью исключить и частичное поступление углеводородов из поддоманиковых отложений девона путем вертикальной миграции через сравнительно маломощную (100—150 м) толщу франских и фаменских отложений, представленных здесь породами доманиковой фации.

Отложения средневизейского терригенного комплекса наиболее изучены в районе среднего течения Печоры. Интересен факт полного выпадения из разреза средневизейских отложений в своде Переборской структуры, тогда как на крыльях и периклиналях мощность их достигает 150 м. Несомненно, он свидетельствует о начале формирования структур Печоро-Кожвинского мегавала не позднее нижнекаменноугольного времени. Кроме того, глубокий предкунгурский размыв и сильная дислоцированность всех палеозойских и триасовых отложений на структурах Печоро-Кожвинского мегавала свидетельствуют о многофазности формирования этих структур.

Крупные размеры и высокая амплитуда ряда локальных структур (Аранецкая, Переборская и др.), наличие в средневизейских

отложениях нефтематеринских пород и хороших песчаных коллекторов, обеспечивающих возможность латеральной миграции углеводородов на значительные расстояния, казалось бы создают благоприятные условия для образования здесь в нижнем карбоне крупных залежей нефти и газа. Однако практически все выявленные здесь залежи, кроме залежи асфальтированных песчаников Воя-Соплясской структуры и залежи тяжелой вязкой нефти Югидского месторождения, оказались очень небольшими, что объясняется отсутствием над песчаниками угленосной свиты выдержанной непроницаемой покрышки, которая могла бы обеспечить возможность региональной латеральной миграции и сохранность формировавшихся залежей, а также дизъюнктивной нарушенностью некоторых структур.

Только в своде крупной Аранецкой структуры, в песчаниках угленосной свиты на глубине 2280 м выявлена небольшая залежь нефти плотностью 0,842 г/см^3 с давлением насыщения 240 кгс/см^2 при пластовом давлении 244 кгс/см^2 и газовом факторе 210 м^3/т. Высота залежи измеряется первыми десятками метров, а запасы всего несколькими десятками тысяч тонн. Весь разрез отложений, перекрывающих угленосную свиту на Аранецкой структуре, несет явные следы вертикальной миграции углеводородов при разрушении нефтяной залежи в средневизейских песчаниках.

Аналогичная картина наблюдается и на расположенной непосредственно к северу от Аранецкой структуры Печоро-Городской структуре. Последняя почти на 1000 м приподнята по отложениям угленосной свиты относительно Аранецкой. Только в скв. 51, пробуренной на южной периклинали Печоро-Городской структуры, при опробовании песчаного прослоя в кровле средневизейской терригенной толщи на глубине 1064—1067 м был получен приток газа. Запасы газа составляют всего около 10 млн. м^3. В некоторых из скважин при опробовании угленосной свиты были получены лишь слабые притоки тяжелой нефти плотностью 0,940 г/см^3. В сводовой части Печоро-Городской структуры в прослоях песчаников кунгурского яруса и верхней перми на глубинах 250—600 м выявлен ряд небольших залежей газа с оторочками из тяжелой нефти. По-видимому, и в данном случае мы наблюдаем в песчаниках угленосной свиты остатки разрушенной залежи, а в песчаниках кунгура и верхней перми — следы этого разрушения при вертикальной миграции.

Следы разрушения ранее существовавшей залежи нефти в виде пропитывания песчаников угленосной свиты вязкой вазелиноподобной парафинистой массой обнаружены и на крыльях Переборской структуры, расположенной непосредственно к югу от Аранецкой площади и приподнятой относительно последней на 1400 м. Наконец, залежи тяжелой нефти выявлены на Южно-Лиственичной, Югидской и Худоиольской структурах в песчаниках среднего визе на абсолютных отметках от 600 до 200 м. Такие же песчаники,

пропитанные твердым битумом, выходят в своде Воя-Соплясской складки.

Таким образом, в южной части Печоро-Кожвинского мегавала на наиболее поднятой Воя-Соплясской структуре песчаники угленосной свиты содержат твердый битум, гипсометрически ниже они пропитаны тяжелой нефтью (Худоиольское, Югидское, Южно-Лиственичное месторождения), еще ниже на Печоро-Городской структуре в них имеется маленькая газовая шапка с оторочкой из тяжелой нефти и на Аранецкой площади — небольшая залежь легкой, несколько недонасыщенной газом нефти (рис. 71), т. е. картина распределения залежей нефти по плотности и соотношения

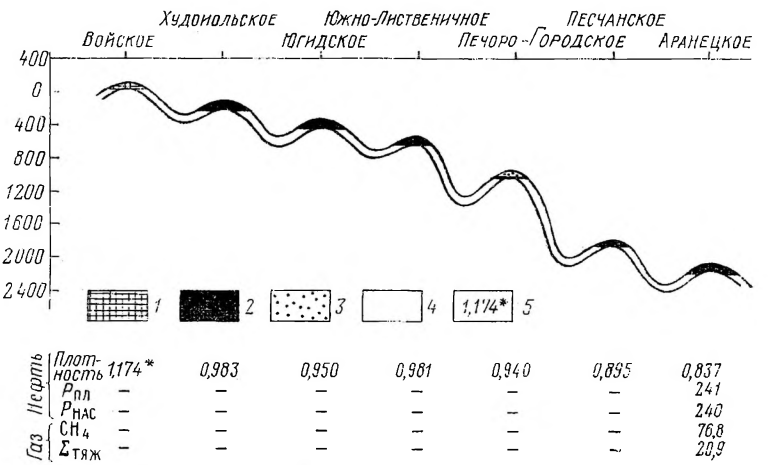


Рис. 71. Гипсометрическое положение залежей нефти и газа в каменноугольных отложениях месторождений Печоро-Кожвинского мегавала.

1 — твердый битум; *2* — нефть; *3* — газ; *4* — вода; *5* — плотность твердого битума.

с газовыми залежами принципиально не отличаются от ранее рассмотренной схемы для поддоманиковых отложений девона.

Формирование залежей нефти и газа в песчаниках угленосной свиты, вероятно, происходило главным образом за счет генерации углеводородов в самой толще средневизейских осадков с последующей их латеральной миграцией по пластам-коллекторам. Однако не исключена возможность генерации углеводородов и в глинисто-карбонатных осадках турне и верхнего девона с последующим вытеснением их в перекрывающие песчаники угленосной свиты.

Нижнепермско-каменноугольный карбонатный (на востоке терригенно-карбонатный) комплекс очень широко распространен в центральных и восточных районах провинции. К настоящему времени в этом комплексе выявлен целый ряд промышленных, в том числе весьма крупных залежей нефти и газа и наметились некото-

рые закономерности в размещении последних и изменении свойств углеводородных флюидов в зависимости от современного геотектонического положения залежей, палеогеологической обстановки и наличия непроницаемых покрышек над залежами.

В южной части Тимано-Печорской провинции отчетливо наблюдается постепенное умсньшение плотности нефти и увеличение ее газонасыщенности по мере приближения к Предуральскому прогибу. В структурных скважинах на Расьюской площади Юго-Восточного Притиманья наблюдалось пропитывание карбонатных пород нижней перми утяжеленной нефтью. Восточнее на Джебольской структуре из скв. 254 с глубины 660 м был получен приток нефти плотностью 0,852 г/см^3, а еще восточнее на Восточно-Пальюской площади, расположенной на границе с Предуральским прогибом, в скв. 506 с глубины 900 м из доломитов филипповского горизонта кунгурского яруса получен приток нефти плотностью 0,816 г/см^3 с большим количеством газа.

Наконец юго-восточнее, на Курьинской и Пачгинской, а затем и на Рассохинской структурах, в сакмаро-артинских и кунгурских отложениях выявлены газовые залежи.

Аналогичная картина наблюдается и ссвернее, по линии Западный Тэбук—Савинобор—Вуктыл. На Вельюской площади в юго-восточной части Ижма-Печорской впадины в кунгурско-артинских известняках на глубинах 500—600 м отмечены интенсивные нефтепроявления вплоть до переливов тяжелой нефти. Отмечено также насыщение тяжелой нефтью песчаников и в вышележащих верхнепермских терригенных отложениях. Восточнее на границе платформы с Предуральским прогибом на Северо-Савиноборской и Пашнинской структурах под загипсованными верхнекунгурскими глинисто-алевролитовыми породами в пористых известняках и доломитах артинско-кунгурского возраста на глубинах 880—1000 м выявлены залежи уже более легкой нефти плотностью 0,873—0,902 г/см^3. Обе залежи массивные.

Еще далее на восток, в Предуральском прогибе, в нижнепермско-каменноугольной карбонатной толще выявлено и разведано уникальное по запасам и геологическому строению Вуктыльское газоконденсатное месторождение.

Сходное с Вуктыльским месторождением строение, но значительно меньшие размеры имеет Рассохинское месторождение, расположенное на 200 км южнее, на юге Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба. Формирование месторождений в нижнепермско-каменноугольных карбонатных отложениях Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба и прилегающих с запада краевых частей платформы происходило за счет поступления углеводородных флюидов, генерировавшихся в мощной толще богатых органическими остатками темно-серых и черных аргиллитов и известковистых алевролитов верхнеартинского подъяруса. Мощность верхнеартинской глинисто-аргиллитовой толщи значительно возрастает в восточном и юго-восточном направлениях от 50—80 м на

Вуктыле до 1000 м и более на западном склоне современного Урала, где в верхнеартинское время располагалась зона максимального прогибания.

В кунгурское и ранневерхнепермское время верхнеартинские терригенные осадки испытавали дальнейшее погружение до глубины, обеспечивающей возможность преобразования заключенных в них органических остатков в углеводороды и эмиграции последних в карбонатные пласты-коллекторы нижней перми и карбона, поскольку миграции углеводородов вверх препятствовала пластичная и практически непроницаемая толща гипсово-ангидритовых пород кунгурского яруса. Не исключено также поступление в карбонатные коллекторы пермо-карбона углеводородов, генерировавшихся в терригенной толще угленосной свиты средневизейского подъяруса и глинисто-карбонатных отложениях турнейского яруса. Скапливаясь под гипсово-ангидритовой толщей кунгурского яруса, углеводородные флюиды мигрировали затем вверх по региональному восстанию слоев в сторону платформы, заполняя встретившиеся на пути их движения структурные, стратиграфические и литологические ловушки. На примере Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба особенно четко видна роль непроницаемых покрышек в формировании месторождений газа и нефти. Так, во всех скважинах при вскрытии подошвы ангидритов кунгурского яруса фиксировалось резкое увеличение содержания газообразных углеводородов в буровом растворе даже в случаях неблагоприятного структурного положения скважины, что свидетельствует о процессах миграции газообразных углеводородов под непроницаемой покрышкой, предохраняющей их от рассеивания. Интересно, что в 25 км от северной периклинали уникального Вуктыльского газоконденсатного месторождения, где кунгурская гипсово-ангидритовая толща фациально замещается терригенными глинисто-алевролитовыми породами, более проницаемыми для газа, в пробуренной параметрической скв. 1 Андроновской артинские известняки, вскрытые на глубине 3500 м, оказались пропитанными тяжелой нефтью. Песчаники кунгурского яруса и верхней перми в структурной скважине, расположенной на поднятом восточном крыле Воя-Соплясской складки, были также насыщены тяжелой нефтью. Отсутствие здесь непроницаемой покрышки в кунгурских отложениях обусловило возможность вертикальной миграции и рассеивания газообразных углеводородов и сохранения только малоподвижной тяжелой нефти.

За пределами Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба значительные по размерам залежи нефти и газа в пермско-каменноугольном карбонатном комплексе выявлены на Шапкинском, Южно-Шапкинском, Василковском и Лаявожском месторождениях в Денисовской впадине, на Усинском и Возейском поднятиях Колвинского вала, на Среднемакарихинской и Салюкинской структурах в Хорейверской впадине и на Южно-Сынинской структуре в Большесынинской впадине.

Наиболее крупной по геологическим запасам является залежь тяжелой нефти Усинского месторождения. Кровля нефтенасыщенных известняков залегает в своде структуры на глубине 1100 м, а высота нефтяной залежи составляет более 300 м. К юго-востоку от Усинского месторождения в первой же параметрической скважине, пробуренной в Большесынинской впадине на крупном Южно-Сынинском поднятии, при вскрытии нижнепермских карбонатных отложений на глубине 3472 м были получены интенсивные нефтепроявления. Несмотря на большую глубину залегания нижнепермских известняков, нефть в них тяжелая (0,920 г/см^3), что свидетельствует о недостаточной герметичности перекрывающих залежь отложений и о сходных условиях формирования с залежью Усинского месторождения. Непосредственно к северу от Усинского месторождения на Возейском поднятии на глубине 1545 м в карбонатных пермско-каменноугольных отложениях выявлена залежь легкой нефти (0,845 г/см^3). По-видимому, облегчение нефти на Возейском поднятии по сравнению с Усинским является следствием не увеличения глубины залегания залежи, а улучшения качества покрышки.

Еще далее на северо-запад уже в пределах Денисовской впадины на Среднесергеюской, Южно-Шапкинской, Шапкинской и Василковской структурах Шапкина-Юрьяхинского вала в верхней части пермско-каменноугольных проницаемых и выщелоченных известняков на глубинах 1520—2350 м выявлены залежи газа с оторочками из легкой, полностью газонасыщенной нефти (0,840—0,858 г/см^3).

В северной приосевой части Денисовской впадины на Лаявожской структуре на глубинах 2220—2450 м в пермских известняках выявлена высокодебитная газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой. Покрышкой для залежей в пермско-каменноугольных известняках на месторождениях Денисовской впадины служат плотные глинистые известняки верхнеартинско-кунгурского возраста мощностью 100—200 м и нижние глинисто-аргиллитовые пачки верхнепермских отложений, тогда как на Усинском месторождении залежь нефти непосредственно перекрыта верхнепермскими терригенными красноцветными породами, в составе которых значительную роль играют песчаники и алевролиты.

Прекрасной иллюстрацией влияния герметичности покрышки на качественно расположенных под ней нефтей являются Среднемакарихинское и Салюкинское месторождения, приуроченные к близко расположенным структурам в юго-восточной части Хорейверской впадины. Несмотря на меньшую глубину залегания кровли нефтяной залежи в известняках пермо-карбона на Салюкинской площади по сравнению с Среднемакарихинской, нефть Салюкинской залежи имеет среднюю плотность (0,884 г/см^3), в то время как на Среднемакарихинской плотность нефти 0,984 г/см^3, что можно объяснить только значительно большей мощностью покрышки из артинско-кунгурских глин и глинистых известняков на первой из них.

Приведенные выше данные свидетельствуют о региональном развитии мощных и высокопористых коллекторов в карбонатных отложениях нижней перми и карбона в различных районах Тимано-Печорской провинции. При благоприятных тектонических условиях и при наличии непроницаемых покрышек в пермско-каменноугольных карбонатных отложениях могут образоваться весьма крупные залежи и месторождения нефти и газа. Большая мощность пористых и проницаемых карбонатных коллекторов в пермо-карбоне способствует образованию в них, как правило, залежей массивного типа (Вуктыльское, Усинское, Шапкинское, Рассохинское, Пашнинское и др.). Однако встречаются также залежи и пластового типа (Лаявожское и др.).

В верхнепермском терригенном комплексе небольшие по запасам залежи тяжелой нефти выявлены в Ижма-Печорской впадине (Вельюская и Лемьюская площади) и залежь более легкой нефти на границе с Предуральским прогибом (Исаковская площадь). Мелкие залежи газа выявлены на Печоро-Городской, Печоро-Кожвинской и Аранецкой структурах. Приток газа из верхнепермско-триасовой толщи получен на Шапкинской площади и приток газоконденсата — из песчаников верхней перми — на самой погруженной Василковской структуре Шапкина-Юрьяхинского вала. Песчаные коллекторы верхнепермской и триасовой толщи характеризуются исключительной невыдержанностью по площади. Промышленное значение имеют лишь залежи газа.

Относительно условий формирования верхнепермских залежей существуют различные точки зрения. Одни геологи считают возможным их образование за счет генерации углеводородов в сероцветных отложениях верхней перми (А. В. Иванов, В. И. Богацкий и др., 1964), другие связывают их формирование с вертикальной миграцией из нижележащих отложений.

Глава VII

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

За последнее время в результате перехода от изучения ограниченной по площади территории Юго-Восточного Притиманья к широкому исследованию геологического строения и нефтегазоносности всей территории Тимано-Печорской провинции были получены принципиально новые данные, позволяющие в несколько раз повысить оценку потенциальных ресурсов нефти и газа этого региона и открыть ряд новых нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. По состоянию на 1/I 1973 г. разведанные запасы учтены по 34 месторождениям, из них 23 выявлены с 1959 г., когда было открыто Западно-Тэбукское нефтяное месторождение. Исключительно важное значение имело открытие в этот период ряда крупных месторождений особенно месторождений-гигантов — Вуктыльского газоконденсатного и Усинского нефтяного. По оценке Н. Ю. Успенской, Вуктыльское месторождение по своим запасам газа и конденсата входит в число 14 крупнейших месторождений мира, а Усинское нефтяное — в число 19 крупнейших месторождений Советского Союза.

Открытие новых крупных месторождений позволило к 1974 г. резко увеличить разведанные запасы нефти и газа промышленных категорий $A+B+C_1$ по сравнению с 1959 г. по нефти в 30 раз, по газу в 45 раз. Эффективность разведочного бурения в 1972 г. составила 1850 т/м против 260 т/м в 1959 г.

Ввод в разработку в 1962 г. Западно-Тэбукского, а затем Джьерского и Пашнинского нефтяных месторождений и особенно ускоренный ввод в 1968 г. Вуктыльского газоконденсатного месторождения позволил увеличить объемы добычи нефти и конденсата в 1972 г. по сравнению с 1959 г. в 14,4 раза и газа в 12,2 раза. В 1972 г. было добыто более 28 млн. усл. т нефти, газа и конденсата.

Открыты месторождения и крупные зоны нефтегазонакопления в пределах всех изучавшихся тектонических элементов провинции: в Ижма-Печорской, Хорейверской и Денисовской платформенных впадинах, на Печоро-Кожвинском и Колвинском мегавалах и в Верхнепечорской впадине Предуральского прогиба.

Значительно расширился стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности. Если до 1959 г. практически все промышленные залежи были приурочены только к терригенным нижнефранско-среднедевонским отложениям, то в настоящее время промышленно нефтегазоносными являются также карбонатные отложения силура, верхнего девона, карбона и нижней перми и терригенные отложения нижней и верхней перми и триаса. При этом более половины разведанных геологических запасов нефти и газа приходится на долю карбонатных коллекторов перми и карбона (Вуктыльское, Усинское, Южно-Шапкинское, Лаявожское и другие месторождения).

Новые геолого-геофизические данные показали также, что геологическое строение Тимано-Печорской провинции, история ее развития имеет все специфические особенности, характерные для крупных нефтегазоносных бассейнов.

Можно рассчитывать на обнаружение многочисленных новых крупных залежей в зонах регионального выклинивания стратиграфических комплексов, в первую очередь в зонах выклинивания песчаных отложений среднего девона, которые, несомненно, существуют не только вдоль северо-восточного склона Южного Тимана, но и вдоль склонов Лайского, Большеземельского, Возейского, Ярейюского и других выступов фундамента.

Перспективы Тимано-Печорской провинции связаны также с продолжением в акваторию всех основных валов, обнаруженных в материковой части провинции.

Допускается, что значительная роль в продуцировании углеводородных флюидов, особенно газов, может принадлежать и газам, генерированным углями Печорского угольного бассейна и угольной органикой. Это обстоятельство увеличивает перспективы прилегающих к Печорскому бассейну площадей, в первую очередь Косью-Роговской впадины, юго-восточной части Хорейверской впадины, валов Варандейского, Гамбурцева, Чернова и Коротаихинской впадины.

Наиболее благоприятными для обнаружения как нефтяных, так и газовых залежей являются северные и северо-восточные районы провинции, где во всех стратиграфических комплексах должны быть разведаны крупные валообразные поднятия (Шапкина-Юрьяхинский, Колвинский, Лайский, Печоро-Кожвинский, Салюкинско-Макарихинский, Варандейский и другие валы), а также склоны крупных погребенных палеоподнятий типа Возейского, Лайского, Большеземельского. Именно в этой части провинции в ближайшие

годы может быть создана крупнейшая новая база для нефтяной и газовой промышленности.

Одновременно необходимо продолжить поисковые геолого-геофизические исследования в слабо изученных или неизученных районах провинции — в Варандей-Адзьвинской структурной зоне и восточной части Предуральского прогиба и западного склона Урала, где уже намечен ряд крупных антиклинальных структур, а также в Печорском море.

Имеющиеся материалы указывают на существование зональности в размещении скоплений нефти и газа на территории провинции. В юго-восточном Притиманье и в южной части Ижма-Печорской впадины распространены нефтяные и нефтяные с газовой шапкой месторождения, а в Верхнепечорской впадине Предуральского прогиба и в южной части Печоро-Кожвинского мегавала — преимущественно газовые и газоконденсатные залежи. На Колвинском мегавалу пока встречены только нефтяные залежи, а в Денисовской впадине — нефтяные, газоконденсатные и газовые.

Уже сейчас могут быть намечены основные объекты поисков преимущественно газовых и газоконденсатных месторождений. К ним относятся в первую очередь приосевая и восточная зона Предуральского прогиба с прилегающими структурами западного склона Урала, Печоро-Кожвинский мегавал, Шапкина-Юрьяхинский и Лайский валы Денисовской впадины, северная часть Колвинского мегавала. В пределах этих крупных тектонических элементов уже выявлены значительные промышленные скопления газа.

К преимущественно нефтеносным территориям относятся внешняя зона Предуральского прогиба, Колвинский мегавал (южная часть), Хорейверская впадина и неразведанная территория Ижма-Печорской впадины. Крупные месторождения нефти можно ожидать также в Денисовской впадине, особенно на древних сводах.

Нижнепалеозойские и нижнедевонские отложения наименее разведаны. В настоящее время могут представлять интерес карбонатные отложения нижнего девона и силура на древних эродированных сводах и их склонах, где глубины залегания этих отложений составляют 3,5—5,0 км. В первую очередь оценку силурийско-ордовикских отложений следует провести на Возейском, Лайском и Большеземельском сводах.

Среднедевонские и нижнефранские песчано-глинистые отложения, на долю которых приходится 35—40% всех прогнозных запасов нефти и газа, являются одним из основных поисковых объектов и в северных районах провинции. В первую очередь следует произвести оценку нефтегазоносности этих отложений на структурах, где их присутствие доказано бурением, а именно: в пределах Шапкина-Юрьяхинского вала, на Колвинском и Печоро-Кожвинском мегавалах. Значительный интерес представляют древние погребенные сводовые поднятия, выявленные в области Денисовской и Хорейверской впадин и Печоро-Кожвинского мегавала.

Как показывает опыт нефтепоисковых работ в других районах, большинство крупных платформенных месторождений формируется в течение длительного времени на сводах или у склонов древних поднятий при наличии благоприятных коллекторов и покрышек. Таковы, например, условия формирования нефтяных месторождений Татарского и Башкирского сводов.

В этой связи выявленные сейсморазведкой Болванское, Командиршорское, Мишваньское, Возейское, Баганское и другие крупные древние поднятия, в первую очередь своды и зоны выклинивания, представляют значительный интерес для нефтегазопоисковых работ.

С зонами выклинивания могут быть связаны особенно крупные структурно-стратиграфические, литологические и другие залежи нефти и газа. По склонам древних сводов возможно также существование рифовых тел, содержащих нефть и газ. Наконец, древние зоны нефтегазонакопления могут иметь влияние на распределение месторождений в верхнем структурном этаже.

Необходимо путем комплексирования сети параметрических и поисковых скважин и сейсморазведки детально исследовать древние сводовые поднятия, проследить границы распространения отложений среднего девона и положение региональных зон выклинивания на склонах древних поднятий.

В Предуральском прогибе и на западном склоне Урала необходимо изучить на первом этапе параметрическим бурением фациальный состав среднедевонских отложений, глубины и условия их залегания. Сейсморазведкой в комплексе со структурным бурением в этом районе следует изучить соотношение структурных планов пермско-каменноугольных и нижележащих верхне- и среднедевонских отложений, особенно под структурами надвигового типа.

Карбонатные франско-фаменские отложения в южных районах провинции промышленно нефтеносны в благоприятных структурно-фациальных условиях. Первые промышленные притоки и различные по интенсивности нефтегазопроявления получены и в северных районах на Колвинском мегавале и Шапкина-Юрьяхинском валу. Необходимо продолжить разведку карбонатного верхнедевонского комплекса в северных районах провинции, обратив особое внимание на изучение его структурно-фациальной зональности, в первую очередь на древних сводах и бортах палеовпадин, с целью поисков областей древних карбонатных шельфов и рифов и определения их пространственных контуров. Тщательному изучению и опробованию на всех структурах должны подвергаться региональные и местные поверхности несогласия и отложения регрессивных ритмов осадконакопления, имеющие особенно высокие коллекторские свойства. При наличии над ними непроницаемых покрышек-экранов они часто содержат залежи нефти. В районах Предуральского прогиба и западного склона Урала дополнительный интерес могут

представлять зоны повышенной трещиноватости вблизи сводов структур и тектонических нарушений на поднятиях уральского типа, а также все поднадвиговые поднятия.

Нижне-, средне- и верхнекаменноугольные и нижнепермские отложения продуктивны в различных районах провинции (Вуктыльское, Усинское, Салюкинское, Лаявожское месторождения, Шапкина-Юрьяхинский вал). Указанный комплекс должен опоисковываться повсеместно на всех вводимых в бурение поднятиях как в платформенной части провинции, так и в Предуральском прогибе. На площадях развития гипсово-ангидритовой покрышки в визейских отложениях можно ожидать выявления скоплений углеводородов в визейских карбонатных породах. Благоприятными факторами являются повсеместное распространение пермско-каменноугольных отложений, относительно выдержанные коллекторские свойства (в большинстве случаев высокопористые разности известняков и доломитов) и доступные даже для структурного бурения глубины залегания (1,0—2,3 км).

Верхнепермские терригенные отложения также следует рассматривать как объект промышленной разведки, особенно в северных районах, где они представлены морскими осадками с высоким содержанием в разрезе песчаников, чередующихся с пластами плотных глин. Ориентируясь на первое значительное газовое месторождение в верхней перми на Василковской структуре, следует оценить перспективы газоносности этого комплекса в северной части Шапкина-Юрьяхинского, Лайского, Колвинского, Варандейского валов и в Коротаихинской впадине, а также на о-ве Колгуева.

Мезозойские, в первую очередь триасовые, отложения на севере провинции имеют большие мощности, содержат хорошие коллекторы и залежи газа на Шапкинской и Лаявожской площадях. В соответствии с этим целесообразно в первую очередь оценить нефтегазоносность мезозойского комплекса в наиболее северных районах провинции.

Геолого-геофизические поисковые и разведочные работы в ближайшие годы будут проводиться на Шапкина-Юрьяхинском валу, в Денисовской впадине, Колвинском мегавалу, Салюкинско-Макарихинском валу, Печоро-Кожвинском мегавалу. Будут продолжены региональные и поисковые геофизические работы и бурение параметрических и структурных скважин в Хорейверской впадине, на Варандейском и Хоседаюском валах, в Косью-Роговской и Коротаихинской впадинах, в восточной части Верхнепечорской впадины Предуральского прогиба, включая западный склон Урала.

Результаты поисково-разведочных работ последних лет позволили резко повысить оценку потенциальных ресурсов Тимано-Печорской провинции, включая ее акваториальную часть. Из общих прогнозных запасов по состоянию на начало 1973 г. разведано не более 15—20%, что свидетельствует о возможности дальнейшего

наращивания разведанных запасов в первую очередь за счет открытия и разведки крупных месторождений, сопоставимых с уже разведанными.

В ближайшие годы основной прирост запасов будет получен на уже выявленных Лаявожском, Василковском и Қыртаиольском, Верхнегрубешорском, Возейском и Южно-Шапкинском месторождениях. Кроме того, в ближайшие годы можно рассчитывать на открытие новых, в том числе крупных, месторождений на структурах Печоро-Кожвинского, Шапкина-Юрьяхинского, Лайского, Колвинского и Варандейского валов в северных районах провинции, а также на отдельных структурах Предуральского прогиба. Вероятно открытие крупных структурных и неструктурных залежей, приуроченных к Лайскому и Большеземельскому древним сводам.

Таким образом, открытия последних лет и имеющиеся к настоящему времени геологические данные убедительно свидетельствуют о возможности создания здесь в самые ближайшие годы новой крупнейшей сырьевой базы для нефтяной, газовой и химической промышленности Советского Союза.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Аммосов И. И., Тап-Сюи. Стадии изменения углей и парагенетические отношения горючих ископаемых. М., Изд-во АН СССР, 1961, 19 с.

Аширов К. Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и газовых месторождений Среднего Поволжья. М., «Недра», 1965, 172 с.

Бакиров А. А. О классификации и геотектонических закономерностях размещения крупных территорий (региональных зон) нефтегазонакопления в земной коре. — В кн.: Проблемы нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1959, 363 с.

Бакиров А. А. Нефтегазоносные области Северной и Южной Америки. М., «Наука», 1969, 296 с.

Бакиров А. А., Варенцов М. И., Бакиров Э. А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., «Недра», 1971, 544 с.

Белецкая С. Н. Экспериментальное изучение механизма первичной миграции рассеянных битумоидов из осадочных пород в однофазном газовом состоянии. — В кн.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 420—428.

Битумообразование в четвертичных осадках и генезис нефти. М., Гостоптехиздат, 1960, 244 с. Авт.: В. В. Вебер и др.

Богацкий В. И., Модслевский М. Ш., Матвиевская Н. Д. Основные закономерности распространения месторождений нефти и газа в южной части Тимано-Печорского бассейна и методика поисковых работ. Л., «Недра», 1964, с. 33—41. («Труды Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол. развед. ин-та», вып. 237).

Богданов А. А. Вопросы сравнительной тектоники древних платформ. М., «Наука», 1964, 155 с.

Брод И. О. Проблема формирования скопления нефти и газа в свете теории нефтематеринских свит. — В кн.: Проблема миграции и формирования скоплений нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1959.

Брод И. О. Современные взгляды на формирование и закономерности в распространении скоплений нефти и газа. — «Геол. нефти», 1960, № 11.

Бурштар М. С., Бизнигаев А. Д. Образование и размещение скоплений углеводородов в пределах молодых платформ (на примере Предкавказской платформы). — В кн.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 621—630.

Варенцов М. И., Рябухин Г. В., Юдин Г. Т. Месторождения-гиганты. М., «Знание», 1966.

Вассерман Б. Я. Особенности формирования нефтяных и газовых месторождений южной части Тимано-Печорской провинции и важнейшие направления дальнейших поисковых и разведочных работ. Труды VI Геологической конференции Коми АССР. Сыктывкар, 1965, с. 94—115.

Бассерман Б. Я., Моделевский М. Ш. О роли регионального выклинивания среднедевонских отложений в формировании залежей нефти и газа в Тимано-Печорской провинции. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции. ЦНИИТЭнефтегаз, 1964.

Вассоевич Н. Б. Стадия развития нефтематеринских отложений терригенного типа. — В кн.: Происхождение нефти. М., Гостоптехиздат, 1955.

Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. «Изв. АН СССР, сер. геол.», 1967, № 11, с. 135—157.

Вассоевич Н. Б., Неручев С. Г. Возникновение, последующая эволюция и первичная миграция микронефти. — В кн.: Геология нефти. М., «Наука», 1964, с. 9—20.

Высоцкий И. В. Основы геологии природного газа. М., Гостоптехиздат, 1954, 383 с.

Вышемирский В. С. Геологические условия метаморфизма углей и нефтей. Изд-во Саратовского гос. ун-та, 1963.

Габриэлян А. Г., Максимов С. П. Формирование залежей нефти и газа в каменноугольных отложениях Сталинградского Поволжья. — «Геол. нефти», 1957, № 5, с. 23—32.

Гафаров Р. А. Строение докембрийского фундамента севера Русской платформы. М., Изд-во АН СССР, 1963, 212 с.

Гедберг Х. Д. Геологические аспекты происхождения нефти. М., «Недра», 1966, 124 с.

Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М., «Недра», 1970, 805 с. Авт.: С. П. Максимов и др.

Гербер М. И., Двали М. Ф. Природные сжатые газы как вероятный фактор миграции нефти из материнских пород. М., Гостоптехиздат, 1961, 83 с.

Главная фаза нефтеобразования. Вестн. МГУ, 1969, № 6, с. 3—28. Авт.: Н. Б. Вассоевич и др.

Двали М. Ф. Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. М., Гостоптехиздат, 1963, 379 с.

Двали М. Ф. Возможные процессы, геологические условия и время первичной миграции. — В кн.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 364—381.

Дурмишьян А. Г. К вопросу о формировании газовых и газоконденсатных залежей Апшеронского полуострова. «Азерб. нефт. хоз.», 1957, № 9, с. 5—9.

Евдокимов В. А. Характеристика газов и нефтей. — В кн.: Геология и нефтеносность Тимано-Печорской области. М., Гостоптехиздат, 1959. («Труды Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол. развед. ин-та», вып. 133).

Еременко Н. А., Максимов С. П. Особенности размещений скоплений нефти и газа в предгорных прогибах и примыкающих к ним погруженных частях платформы. — «Геол. нефти и газа», 1960, № 6, с. 6—12.

Жузе Т. П., Юшкевич Г. Н. Растворимость нефти и ее тяжелых фракций в сжатых газах. М., Гостоптехиздат, 1959. («Труды ин-та нефти», т. XIII).

Журавлев В. С., Гафаров Р. А. Схема тектоники северо-востока Русской платформы. — «Докл. АН СССР», 1959, т. 128, № 5, с. 1023—1026.

Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В кн.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 511—529. Авт.: С. П. Максимов, В. А. Киров, В. А. Клубов, С. К. Нечитайло.

Зимаков Б. Н., Степанов Ю. В. О нефтепроявлениях в угленосной толще и перспективах нефтеносности Воркутинского района. — «Изв. вузов. Геол. и развед.», 1965, № 7, с. 57—64.

Иванов А. В. Промышленная нефтегазоносность пермских сероцветов в Тимано-Печорской провинции. — В кн.: Проблемы нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции. М., ЦНИИТЭнефтегаз, 1964, с. 57—75.

История геологического развития и нефтеносность Пермского Приуралья. — В кн.: Тектоническое развитие и современная структура нефтегазоносных областей Восточноевропейской (Русской) платформы. М., «Наука», 1965, с. 23—54. Авт.: С. Ф. Федоров, К. Е. Димент, И. Х. Абрикосов, И. М. Мельник.

Калинин Н. А. О продолжительности процесса образования и миграции нефти. — «Геол. нефти», 1957, № 7, с. 61—63.

Калинко М. К. Основные закономерности распределения нефти и газа в земной коре. М., «Недра», 1964, 207 с.

Калюжный В. А. Проблема генезиса нефти и газа Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. — «Сов. геол.», 1959, № 11, с. 80—95.

Капелюшников М. А., Жузе Т. П., Закс С. Л. Физическое состояние нефти, газа и воды в условиях нефтяного пласта. — «Изв. АН СССР, отд. техн. наук», 1952, № 11.

Карасик Т. Г., Гейро С. С. Битумопроявления в доживетских отложениях. М., Гостоптехиздат, 1959, с. 347—352. («Труды Всесоюз. нефт. науч.-исслед ин-та», вып. 133).

Каримов А. К. О первичной миграции углеводородов нефтяного ряда. — «Геол. нефти и газа», 1963, № 8, с. 11—15.

Кованько Н. Д., Савченко В. П. О формировании нефтяных и газовых месторождений Урало-Волжской области. — В кн.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 555—562.

Козлов А. Л. Формирование и размещение нефтяных и газовых залежей. М., Гостоптехиздат, 1959, 163 с.

Козлов В. П. О тяжелых углеводородах в газах углей Донбасса. — «Геол. нефти и газа», 1960, № 6, с. 46—48.

Козлов В. П. Геология и генезис Шебелинского месторождения газа. М., Гостоптехиздат, 1962, 176 с.

Козлов В. П., Токарев Л. В. Масштабы газообразования в осадочных толщах (на примере Донецкого бассейна). — «Сов. геол.», 1961, № 7, с. 19—33.

Косыгин Ю. А., Трофимук А. А. Тектоника и перспективы нефтегазоносности платформенных областей Сибири. — «Изв. АН СССР, сер. геол.», 1965, № 1, с. 80—94.

Кравцов А. И. Основы геологии горючих ископаемых. М., изд-во «Высшая школа», 1966, 539 с.

Кремс А. Я. Замечания о генезисе нефти и условиях формирования ее залежей. — «Нефт. хоз.», 1947, № 1.

Кремс А. Я. Природа и происхождение структур Южного Тимана и условия формирования залежей нефти. Материалы III геологической конференции Коми АССР. Сыктывкар, 1948, с. 321—360.

Кремс А. Я. История советской геологии нефти и газа. М., «Недра», 1964, 379 с.

Кремс А. Я. Основные закономерности распределения зон нефтегазонакопления на территории Тимано-Печорской провинции и условия формирования здесь залежей нефти и газа. — В кн.: Геология и полезные ископаемые Северо-Востока Европейской части СССР и Севера Урала. Сыктывкар, 1965, с. 35—46. (Труды VI Геологической конференции Коми АССР).

Кремс А. Я., Вассерман Б. Я. Особенности строения и размещения нефтяных месторождений в Печорской депрессии и главные направления дальнейших поисковых работ. — «Геология нефти и газа», 1965, № 2, с. 15—20.

Кремс А. Я., Вассерман Б. Я., Литвиненко Н. И. Вуктыльское газоконденсатное месторождение. — «Геол. нефти и газа», 1967, № 5, с. 39—44.

Кротова В. Л. Гидрогеологические факторы формирования нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1962, 330 с.

Крылов Н. А. Общие особенности тектоники и нефтегазоносности молодых платформ. М., «Наука», 1971, с. 140.

Кудрявцев Н. А. Механизм формирования месторождений нефти и газа. — В кн.: Проблема миграции и формирования скоплений нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1959.

Кудрявцев Н. А. О происхождении нефти. — В кн.: Происхождение нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1960, с. 50—67.

Кушнарева Т. И., Матвиевская Н. Д. Рифогенные структуры Печорской депрессии и перспективы их нефтегазонасыщенности. — «Геол. нефти и газа», 1966, № 8, с. 30—34.

Леворсен Л. И. Геология нефти. М., Гостоптехиздат, 1958, 488 с.

Линецкий В. Ф. О физической стороне гипотез миграции нефти. — В кн.: Проблема происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей. М., Гостоптехиздат, 1960, с. 446—450.

Любомиров Б. Н. Палеогидрогеологические условия формирования нефтяных и газовых месторождений Тимано-Печорской провинции. — «Сов. геол.», 1963, № 11, с. 89—106.

Маймин З. Л. К вопросу о происхождении нефти (по материалам Второго Баку). М., Гостоптехиздат, 1955. («Труды Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол. развед. ин-та», нов. сер., № 1, вып. 83).

Маймин З. Л. Вопросы образования нефтяных залежей (на примере районов Волго-Уральской области). М., Гостоптехиздат, 1963, 99 с. («Труды Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол. развед. ин-та», вып. 208).

Максимов М. И. К вопросу о залегании нефти и газа в связи с тектоникой восточной части Русской платформы. — «Нефт. хоз.», 1953, № 4, с. 30—33.

Максимов С. П. К вопросу формирования залежей нефти и газа в каменноугольных и девонских отложениях Самарской Луки. — «Нефт. хоз.», 1954, № 10, с. 40—46.

Максимов С. П. Некоторые закономерности формирования крупных месторождений нефти и газа в южных районах Волго-Уральской области. — «Геол. нефти и газа», 1962, № 1, с. 8—17.

Максимов С. П. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях. М., «Недра», 1964, 486 с.

Матвиевская Н. Д., Журавлев В. С. Печоро-Кожвинский вал. — «Докл. АН СССР, 1965, сер. геол.», т. 161, № 4, 5, 6.

Машкович К. А. Вероятные условия формирования некоторых газонефтяных залежей. — «Нефт. хоз.», 1955, № 2, с. 55—60.

Машкович К. А. Методика поисков и разведки нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1961, 244 с.

Мирчинк М. Ф. О принципах классификации залежей нефти и газа. — «Нефт. хоз.», 1955, № 5, с. 49—57.

Мирчинк М. Ф. Современное состояние теории происхождения нефти и задачи дальнейших исследований. — В кн.: Происхождение нефти. М., Гостоптехиздат, 1960, с. 7—26.

Мирчинк М. Ф., Теодорович Г. И., Хачатрян Р. О. К вопросу о закономерностях размещения месторождений нефти и газа в Волго-Уральской нефтегазоносной области. — «Изв. АН СССР, сер. геол.», 1966, № 7, с. 3—20.

Мкртчян О. М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур Востока Урало-Поволжья. М., «Наука», 1964, 116 с.

Моделевский М. Ш. Типы залежей нефти и газа в южной части Тимано-Печорского бассейна. — «Нефтегаз. геол. и геофиз.», 1963, № 4, с. 34—39.

Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках. М., Гостоптехиздат, 1956. Авт.: В. В. Вебер и др.

Нестеров И. Н. Уплотнение глинистых пород. — «Сов. геол.», 1965, № 12, с. 69—80.

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

О распределении скоплений нефти и газа в Волго-Уральской области и Северном Прикаспии. — «Нов. нефт. техн. Сер. геол.», 1960, № 8, с. 23—28. Авт.: И. О. Брод, М. Ф. Мирчинк, А. Н. Мустафинов, Сейфуль-Мулюков.

Осада М. А. Структура поверхности фундамента Большеземельской тундры по геофизическим данным. — «Геотектоника», 1968, № 1, с. 8—19.

О связи нефтегазообразования с циклами литогенеза. Междунар. геохим. конгресс. Тезисы докладов, т. 2. М., Изд-во АН СССР, 1971. Авт.: Т. А. Ботнева и др.

Основные закономерности в изменении состава органического вещества и осадочных пород отдельных нефтегазосносных областей СССР. М., «Недра», 1972. («Труды Всесоюз. науч.-исслед. геол. разв. нефт. ин-та», вып. 85). Авт.: К. Ф. Родионова и др.

О сравнительном изучении гигантских месторождений нефти с использованием логико-дискретного анализа. — «Геол. нефти и газа», 1969, № 6, с. 17—19. Авт.: А. А. Трофимук и др.

О цикличности процессов нефтегазообразования. XXIV Международный геологический конгресс. Проблема 5. М., «Наука», 1972. Авт.: С. П. Максимов и др.

Перспективы открытия новых месторождений нефти и газа в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. — «Геол. нефти и газа», 1971, № 5, с. 22—29. Авт.: С. П. Максимов, С. Н. Нечитайло и др.

Перспективы поисков газовых месторождений в угленосных толщах Советского Союза. М., ВНИИЭгазпром, 1971, 56 с. Авт.: В. Г. Васильев, В. И. Ермаков и др.

Порфирьев В. Б. Время формирования нефтяных месторождений. — В кн.: Геол. нефти. М., «Наука», 1964, с. 102—116.

Превращения нефти в природе. М., Гостоптехиздат, 1959, 416 с. Авт.: П. Ф. Андреев, А. И. Богомолов, А. Ф. Добрянский, А. А. Карцев.

Радченко О. А. Геохимические закономерности размещения нефтеносных областей мира. М., «Недра», 1965, 314 с.

Ратин Р. Образование природного газа в результате метаморфизации углей на северо-востоке Нидерландов. — «Нефтепромысловое дело», 1964, № 23.

Разницын В. Н. Тектоника Южного Тимана. М., «Наука», 1964, 151 с.

Родионова К. Ф. Геохимическая характеристика рассеянного органического вещества и возможные нефтематеринские породы девона Волго-Уральской области. — В кн.: Геология нефти. М., «Наука», 1964, с. 49—64.

Родионова К. Ф. О нефтематеринских породах палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной области. — В кн.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 48—53.

Родионова К. Ф., Максимов С. П. Критерии диагностики нефтегазоматеринских пород. — «Сов. геол.», 1970, № 11, с. 3—10.

Савченко В. П. Вопросы формирования нефтяных и газовых залежей в условиях газонасыщенности разреза. — «Нефт. хоз.», 1954, № 5.

Саркисянц Б. М. О формировании залежей нефти продуктивной толщи Апшеронского полуострова. — «Азерб. нефт. хоз.», 1947, № 6, с. 4—6.

Снарский А. Н. Некоторые вопросы миграции нефти и формирование ее залежей. — В кн.: Проблема миграции нефти и формирование скоплений нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1959.

Снарский А. Н. О связи первичной миграции с уплотнением пород. — «Геол. нефти и газа», 1961, № 7, с. 24—26.

Соколов В. А. Миграция нефти и газа. М., Изд-во АН СССР, 1956, 352 с.

Соколов В. А. Процессы образования и миграции нефти и газа. М., «Недра», 1965, 273 с.

Страхов Н. М., Родионова К. Ф. К геохимии органич. вещества. О связи рассеянных битумов с петрографическими типами осадочных пород. Бюл. Моск. о-ва испыт. природы. отд. геол., 1954, № 2.

Тектоника и зоны нефтегазопроявления Камско-Кинельской системы прогибов. М., «Наука», 1965, 202 с. Авт.: М. Ф. Мирчинк, Р. О. Хачатрян и др.

Тектоника Севера Русской плиты. М., «Недра», 1969, 155 с. («Труды Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол.-развед. ин-та», вып. 275). Авт. В. А. Дедеев, С. М. Домрачев и др.

Теодорович Г. И. К вопросу об изучении нефтепроизводящих (нефтематеринских) пород. Бюлл. Моск. о-ва испыт. природы, отд. геол., 1954, т. XXIX, № 3.

Теодорович Г. И., Богдасарова М. В. К вопросу о переходе угленосных отложений в нефтегазопроизводящие. — «Геол. нефти и газа», 1967, № 8, с. 42—47.

Трофимук А. А. Условия образования нефтяных месторождений Урало-Волжской нефтеносной области. IV Междунар. нефт. конгресс, т. I. М., Гостоптехиздат, 1956, с. 23—28.

Трофимук А. А. О гипотезе неорганического происхождения нефти. — В кн.: Происхождение нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1960, с. 110—119.

Тумарев К. К. Термодинамические условия недр — один из основных факторов первичной миграции углеводородов и формирования их залежей. — В кн.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 496—501.

Успенская Н. Ю. Некоторые закономерности нефтегазонакопления на платформах. М., Гостоптехиздат, 1952, 155 с.

Успенская Н. Ю., Табасаранский З. А. Нефтегазоносные провинции СССР. М., «Недра», 1966.

Успенский В. А. К геохимии процессов первичной миграции нефти. — «Геохимия», 1962, № 12, с. 1027—1045.

Успенский В. А., Радченко О. А. О происхождении нефти. — «Нефт. хоз.», 1954, № 8, с. 41—51.

Федоров С. Ф. Условия образования нефтяных и газовых месторождений в ряде нефтеносных областей СССР. — «Докл. АН СССР», 1958, т. 119, № 6, с. 1212—1215.

Федоров С. Ф. О формировании залежей нефти и газа. — «Сов. геол.», 1959, № 4, с. 3—20.

Федоров С. Ф. Принципы формирования залежей нефти и газа. — «Докл. АН СССР», 1961, т. 141, № 1.

Федоров С. Ф. Ступенчатая миграция нефти и газа. — «Сов. геол.», 1962, № 7, с. 8—26.

Федоров С. Ф. Некоторые закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа. — В кн.: Условия формирования нефтяных и газовых месторождений ряда нефтегазоносных областей СССР. М., изд. ВИНИТИ, 1963, с. 5—36.

Формирование и размещение месторождений нефти и газа Тимано-Печорской провинции. — В кн.: Генезис нефти. М., «Недра», 1967, с. 529—538. Авт.: А. Я. Кремс, Б. Я. Вассерман и др.

Цзю З. И. Основные черты тектонического развития Тимано-Печорской провинции. — В кн.: Геология нефти и газа Северо-Востока Европейской части СССР. М., «Недра», 1964, 3—25.

Чепиков К. Г., Ермолова Е. П., Орлова Н. А. Эпигенные минералы как показатель времени прихода нефти в песчаные промышленные коллекторы. — «Докл. АН СССР», 1959, т. 125, № 5, с. 1097—1099.

Эллерн С. С. Некоторые закономерности дифференциального размещения скоплений нефти и газа на платформах. — В кн.: Генезис нефти и газа. М., «Недра», 1967, с. 502—511.

Юркевич И. А. Некоторые вопросы происхождения нефти и оценки перспектив нефтеносности недр. — В кн.: Среда и процессы нефтеобразования. М., «Наука», 1964, с. 5—36.

Pattlisky K. ie Geologie der im Kohlengebirge anftretenden Gase. Glückauf, Nr. 49, 1926.

Trask P. D. Origin and environment of sonrce sindimenta of petrofenm. American Petroleum Inst, 1932.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава I. **Развитие учения об условиях формирования залежей нефти и газа в земной коре** (А. Я. Кремс, Б. Я. Вассерман, Н. Д. Матвиевская) 3
Нефтегазоматеринские породы 3
Процессы миграции и аккумуляции нефти и газа 12

Глава II. **Основные закономерности размещения региональных зон нефтегазонакопления на земном шаре** (А. Я. Кремс) 26
Современные представления 26
Значение крупных тектонических элементов земной коры в размещении региональных зон нефтегазонакопления 27
Размещение крупных и крупнейших месторождений нефти и газа в пределах региональных зон нефтегазонакопления 32

Глава III. **Исторический очерк** (А. Я. Кремс) 36

Глава IV. **Геологическое строение Тимано-Печорской провинции** (Н. Д. Матвиевская) 43
Стратиграфия и литофации 44
Тектоника 73
История геологического развития 128

Глава V. **Нефтегазоносность Тимано-Печорской провинции** (Б. Я. Вассерман, Н. Д. Матвиевская) 145
Нефтегазоносные и гидрогеологические комплексы 145
Описание месторождений 165
Области и зоны нефтегазонакопления 279

Глава VI. **Условия формирования месторождений Тимано-Печорской провинции** (Б. Я. Вассерман) 287

Глава VII. **Перспективы нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции и основные направления поисково-разведочных работ** (А. Я. Кремс, Б. Я. Вассерман, Н. Д. Матвиевская) 319

Список литературы 325

Андрей Яковлевич Кремс, Бернгард Яковлевич Вассерман,
Нинель Давыдовна Матвиевская

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Редактор издательства *А. Г. Ионель*
Художник *А. Мичурин*
Техн. редактор *В. Л. Прозоровская*
Корректор *Р. Я. Ускова*

Сдано в набор 13/XII 1973 г. Подписано в печать 7/VI 1974 г. Т-10180. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага № 2. Печ. л. 22,5. Уч.-изд. л. 23,93. Тираж 1600 экз. Заказ № 45/3640-7. Цена 2 р. 59 к.

Издательство «Недра»,
103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Ленинградская типография № 8 «Союзполиграфпрома»
при Государственном комитете Совета Министров СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
190000, Ленинград, Прачечный пер., д. 6.

УВАЖАЕМЫЙ ТОВАРИЩ!

В издательстве «Недра» готовятся к печати новые книги

ГАЗОВЫЕ и газоконденсатные месторождения. Справочник. 45 л. 2 р. 74 к. Авт.: Васильев В. Г., Старосельский В. И. и др.

В справочнике приведены основные сведения по газовым и газоконденсатным месторождениям СССР и зарубежных стран. Основное внимание уделено характеристике крупных месторождений. На основании анализа особенностей геологического строения различных нефтегазоносных бассейнов СССР и зарубежных стран дана сравнительная характеристика крупных и крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений мира по величине запасов, глубине залегания продуктивных пластов, стратиграфическим комплексам, по типу газовых залежей и т. д. Освещена классификация запасов газа в СССР и зарубежных странах. Описано состояние сырьевой базы газовой промышленности мира.

Справочник предназначен для геологов-нефтяников производственных организаций Министерства газовой промышленности и научно-исследовательских и планирующих организаций, а также может быть использован студентами и аспирантами нефтяных факультетов вузов.

* * *

ГЕОЛОГИЯ нефти и газа Западной Сибири. Под ред. акад. А. А. Трофимука. 60 л. 6 р. 90 к. Авт.: Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Сурков В. С., Трофимук А. А., Эрвье Ю. Г.

В книге изложены современные представления по геотектонике, стратиграфии, тектонике чехла, палеогеографии, гидрогеологии и нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты. Особое внимание уделено формированию залежей нефти, газа и газоконденсата, методике проведения разведочных работ и методике выбора очередности ввода ловушек в поисковое бурение на типовых месторождениях углеводородов Западной Сибири.

В книге рассмотрены вопросы экономики проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ и повышения их эффективности. В заключение дано обоснование проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ на ближайшую и отдаленную перспективу.

Книга представляет интерес для геологов, геофизиков, экономистов, работающих в области теоретических обоснований и поисков и разведки месторождений нефти и газа.

МИНСКИЙ Н. А. Формирование нефтеносных пород и миграция нефти. 20 л. 2 р. 14 к.

В монографии освещены вопросы, связанные с влиянием температуры и давления на ионизацию поровых вод, на границу устойчивости аутигенных минералов, на образование вторичной глубинной пористости и на широкую миграцию нефти. Дан анализ изменения порового давления и температуры при вертикальном перемещении коллекторов и вмещающих их пород. Во второй части описаны методы термометрирования, которые могут быть использованы для определения тепловой истории пород. Приведены результаты изучения термобарической истории нефтеносных пород в некоторых районах Советского Союза и зарубежных стран. Рассмотрена возможность выделения перспективных земель, где максимальные палеотемпературы достигали значений, при которых происходит широкая миграция нефти.

Книга рассчитана на научных работников — геологов-нефтяников, занимающихся проблемами формирования нефтяных и газовых месторождений.

* * *

СПРАВОЧНИК по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Под ред. проф. И. В. Высоцкого. 60 л. 3 р. 52 к.

В справочнике даны геологические и статистические материалы по всем наиболее крупным и обладающим геологическими особенностями месторождениям мира. Приведены размещение месторождений, стратиграфические разрезы, положение нефтяных и газовых горизонтов, мощность продуктивных толщ, пластов, условия залегания нефти и газа, добыча и запасы нефти и газа и другие сведения.

Справочник предназначен для широкого круга геологов и геофизиков как производственников, так и научных работников. Он может быть полезен студентам и преподавателям нефтяных факультетов вузов.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «Книга—почтой» магазинов:

№ 17 — 199178. Ленинград, В. О., Средний проспект, 61

№ 59 — 127412. Москва, И-412, Коровинское шоссе, 20

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»