



11100

**ФОРМИРОВАНИЕ
И
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
ДОМАНИКОИДНЫХ
ФОРМАЦИЙ**

ИЛЮСТРАЦИЯ



АКАДЕМИЯ НАУК СССР
МИНИСТЕРСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ
И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

**ФОРМИРОВАНИЕ
И
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
ДОМАНИКОИДНЫХ
ФОРМАЦИЙ**

Ответственный редактор
доктор геолого-минералогических наук О.М. МКРТЧЯН



МОСКВА
"НАУКА"
1990

Авторы: М.И.Зайдельсон, С.Я.Вайнбаум, Н.А.Копрова, Е.Г.Семенова,
Е.Я.Суровиков, Г.Е.Голодовкина, Е.А.Зинина, Л.З.Цлав, К.Б.Аши-
ров, В.А.Беллерова

Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций / М.И.Зай-
дельсон, С.Я.Вайнбаум, Н.А.Копрова и др. - М.: Наука, 1990. - 79 с. -
ISBN- 5-02-001994-1.

Охарактеризованы геолого-геохимические условия формирования домани-
коидных формаций верхнего девона-турне Урало-Поволжья в связи с пер-
спективами нефтегазоносности. Рассмотрен круг вопросов, которым до на-
стоящего времени не уделялось должного внимания: совершенствование ме-
тодики изучения коллекторских свойств доманикоидов промысловой геофи-
зикой, совершенствование технологии вскрытия и опробования продуктив-
ных пластов, анализ закономерностей размещения скоплений нефти и газа
по разрезу и площади развития доманикоидных формаций, выделение пер-
спективных участков и оценка начальных прогнозных геологических ресур-
сов нефти и газа.

Табл. 7. Ил. 12. Библиогр.: 42 назв.

Рецензенты: В.Г.Кузнецов, И.Е.Постникова
Редактор А.В.Копп

This book deals with geological and geochemical conditions of do-
manicoid formations in upper devonian and tournaisian sediments of
Volga-Ural region in relation with their oil-bearing capacity. Much
attention is given to a number of questions not sufficiently exposed
to this day: improvement of evaluating the collecting properties of
domanicoids by geophysical methods; essential features of repartition
of oil and gas in the reservoirs of domanicoid formation; localiza-
tion of perspective zones and evaluation of initial potential resour-
ces of hydrocarbons.

Ф 2503010100-545 622-90 I полугодие
042(02)-90

ISBN 5-02-001994-1

© Коллектив авторов, 1990

ВВЕДЕНИЕ

В нефтеносных регионах с высокой степенью освоения ресурсов УВ боль-
шое значение приобретают потенциально перспективные слабоизученные час-
ти разреза. В одной из старейших нефтегазоносных провинций - Волго-
Уральской - к таким объектам относятся битуминозные глинисто-кремни-
стые карбонаты верхнего девона-турне, известные под названием "домани-
киты", по стратотипу на Тимане.

Освоение этих отложений проводилось попутно с бурением на базисные
горизонты терригенного девона, в особенности на территории Татарии,
Башкирии, Куйбышевской области. При этом в ряде скважин из доманикитов
получены интенсивные нефтепроявления вплоть до промышленных притоков с
высокими дебитами. Поскольку, несмотря на большой объем опробований
(свыше тысячи объектов), только в редких случаях удавалось добиться
устойчивой нефтеотдачи, нефтеносность доманикитов целенаправленно не
изучалась.

Определенный положительный импульс дало открытие промышленной нефти
в отложениях баженовской свиты, которую некоторые исследователи [14]
называют доманикитами Западной Сибири. Углубленные геохимические ис-
следования, среди которых особое внимание заслуживают работы [22,31,
34], позволили опровергнуть представление об "омертвленных" битумах
в доманикитах в связи с высоким окремнением породы. Выполненные рас-
четы убедительно показали, что данные отложения являются одним из
главных источников нефтегазообразования для всего продуктивного ком-
плекса отложений Волго-Уральской провинции.

Обоснование рядом исследователей в конце 50-х - начале 60-х годов
разнофациального характера верхнедевонско-турнейских отложений Волго-
Уральской провинции позволило выделить в их составе ряд формаций: кар-
бонатную сводовую, барьерных рифов, доманиковую незагруженных прогибов
и кремнисто-карбонатную [38].

Последующими исследованиями существенно уточнены как геологическое
строение и условия формирования доманикитов, так и формационное рас-
членение верхнедевонско-турнейских образований. На основе структурно-
формационного анализа [27] И.К.Королюк, А.И.Летавин, О.М.Мкртчян,
Р.О.Хачатрян [20] в верхнедевонско-турнейском комплексе выделили две
формации: I) доманиковую, близкую по составу к стратотипу, в объеме

семилукского (доманикового) горизонта, развитую в пределах некомпенсированной палеовпадины семилукского бассейна, и 2) доманикоидного типа, охватывающую отложения депрессионных фаций в осевых частях ККСП от верхнефранских до турнейских, в разрезе которых (наряду с типичными доманиковыми отложениями) присутствуют более светлые, менее битуминозные карбонаты вплоть до чистых известняков и доломитов органогенных построек. Каждой из этих формаций присущи особенности, определяющие ее нефтегенерирующий и нефтеаккумулирующий потенциал.

Научные и практические результаты предшествующих исследований послужили основой для постановки в 1984 г. комплексной темы с целью определения реального значения доманикоидных формаций в балансе нефтяных и газовых ресурсов Волго-Уральской провинции. В рамках темы, которая выполнялась в Волжском отделении ИГиРТИ с участием ТатНИПИнефть, БашНИПИнефть, ПермНИПИнефть, Южно-Уральского и Камского отделений ВНИГНИ, освещены геологические и геохимические условия доманикоидных формаций, их коллекторские свойства и нефтегазоносность, выделены перспективные зоны и участки, оценены прогнозные геологические ресурсы УВ.

Необходимо отметить основных исполнителей темы: по Татарии – Н.Г.Абдуллина, Р.С.Шайхутдинова, А.А.Губайдуллина, Н.П.Лебедева; по Башкирии – Н.П.Егорову, Н.С.Студенко, А.М.Тюрихина, А.Д.Надежкина, Б.И.Лерман; по Пермской области и Удмуртии – С.И.Ваксмана, О.И.Наговищину, Т.В.Белоконь, В.И.Шаронову, В.П.Потапова; по Оренбургской области – С.П.Макарову, Н.Ф.Березину, Н.Н.Яхимовича, В.С.Коврижкина, И.Н.Ляпустину.

В книге на основе анализа и обобщения материалов по отдельным нефтедобывающим районам рассмотрены литофациальные, палеогеографические, тектонические, гидрогеологические и геохимические условия доманикоидов – от семилукского горизонта нижнефранского подъяруса до заволжского турне; систематизированы и впервые публикуются сведения о коллекторских свойствах и нефтегазоносности доманикоидов; затронуты вопросы методики и технологии, имеющие немаловажное значение для повышения эффективности поисков и разведки этих отложений.

Авторы выражают глубокую благодарность за ценные советы и консультации О.М.Мкртчяну, В.Г.Кузнецову, И.Е.Постниковой, а также А.А.Аксенову, М.К.Калинко, Е.С.Ларской, Л.Л.Казьмину.

ГЕОЛОГИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ДОМАНИКОИДНЫХ ФОРМАЦИЙ

Литоология и фации

Доманикоидные формации верхнедевонско-турнейского возраста на востоке Русской платформы относятся к карбонатным формациям. Одной из главных их генетических особенностей является аномально высокая обогащенность органическим веществом (ОВ) и кремнеземом [20].

Облик формаций определяют три фактора: петрофонд, т.е. вещественный состав парагенетически связанных пород; фации, отражающие среду и условия осадконакопления; тектоника (точнее, палеотектоника), оказавшая влияние на первые два фактора.

Основными объектами изучения являются доманиковая формация, занимающая территорию обширной некомпенсированной впадины семилукского бассейна, и формация доманикоидного типа – возрастной аналог биогермно-карбонатной бурегско-нижнефаменской и карбонатной верхнефаменско-турнейской мелководно-шельфовых формаций, занимающая осевые зоны Камско-Кинельской системы (ККС) некомпенсированных прогибов. При характеристике доманикоидных формаций используется унифицированная стратиграфическая схема палеозоя Русской платформы 1962 г.

В доманиковой формации семилукского возраста выделяются четыре литофациальные зоны: известняковая, мергельно-известняковая, сланцево-аргиллито-известняковая и кремнисто-глинисто-известняковая (рис.1).

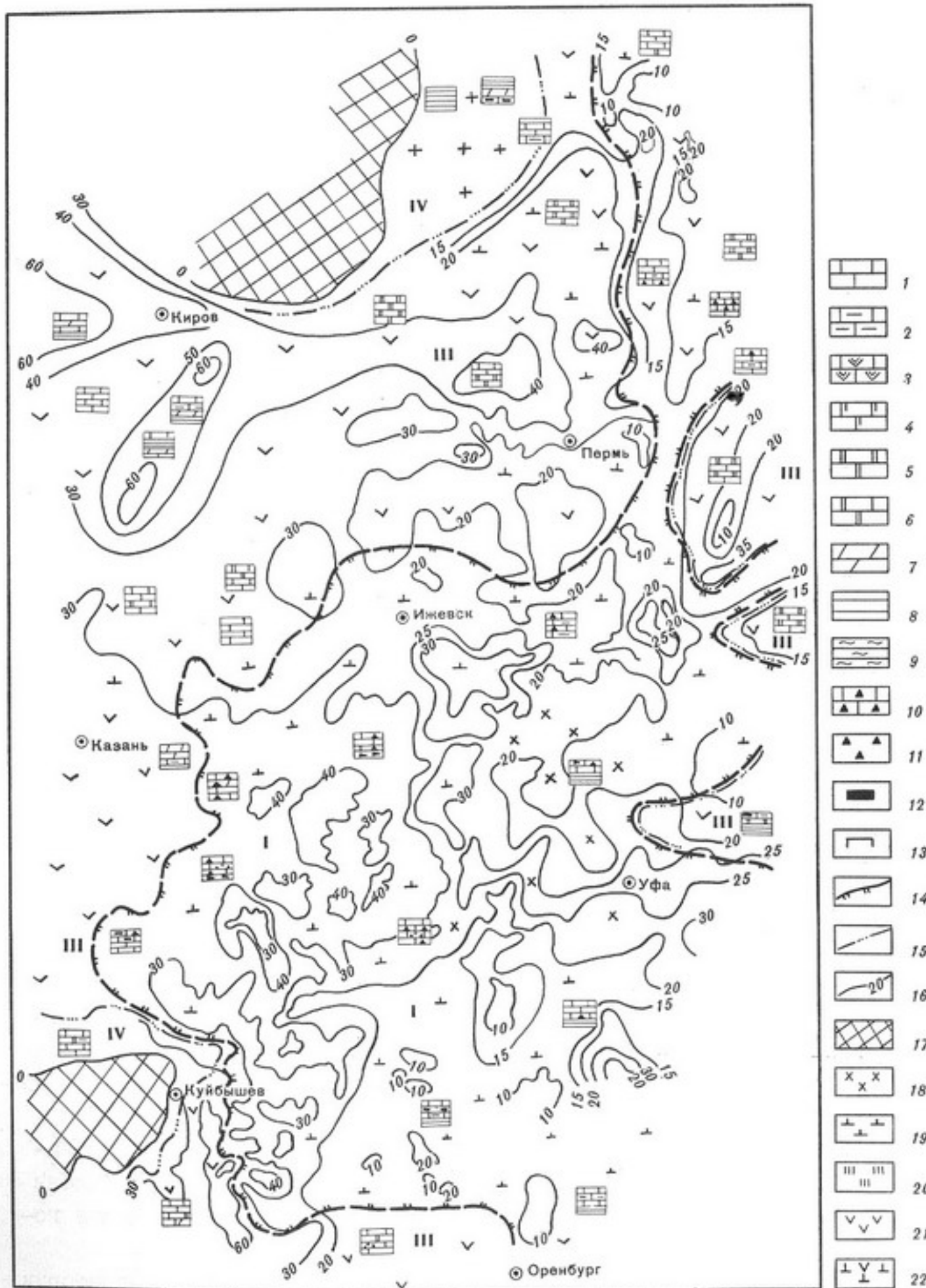
Известняковая зона занимает территорию основных палеодепрессий доманикового бассейна – Муханово-Ероховской, большей части Центральной впадины, Сылвенской и Добрянско-Вишерской, а также восточного склона Камско-Ксенофонтовского свода и западного склона Шкаповско-Белебеевского свода [29]. Известняки темной окраски, частью перекристаллизованные, прослоями органогенные, сильнобитуминозные, участками окремненные. Мощность от 9–16 до 45–53 м.

Мергельно-известняковая зона развита в Мелекесской впадине, в западной части Центральной впадины и на восточном (современном) склоне Северо-Татарского свода. Мергели составляют до 20–50% от мощности горизонта, которая изменяется от 28 до 45 м.

Сланцево-аргиллито-известняковая зона занимает обширные территории в восточных районах некомпенсированной впадины, в основном в палеодепрессиях, где впоследствии оформились и развивались прогибы ККС [28].

Р и с. 1. Литолого-фациальная и палеогеографическая схема Урало-Поволжья для семилукского времени. Составила Г.Е. Голодовкина по материалам С.П. Макаровой, Р.М. Габдраупова, Р.С. Шайхутдинова, А.А. Губайдуллина, Т.В. Желуновой, И.Т. Реймерс, В.С. Поповой, Е.Л. Кучиной, В.Н. Шароновой

I-4 - известняки: I - хемогенные, 2 - глинистые, 3 - биогермные, 4 - доломитизированные; 5 - доломиты; 6 - доломиты известковистые; 7 - мергели; 8 - глины и аргиллиты; 9 - алевролиты; 10 - кремнистые породы; II - окремнение; 12 - битуминизация; 13 - пиритизация; 14 - граница распространения доманиковой палеовпадины; 15 - границы литофациальных зон и типов разреза; 16 - изопакиты семилукского горизонта, м; 17 - зоны отсутствия отложений; палеогеографическая обстановка: 18 - шельф, глубокая часть, 19 - шельф, относительно глубокая часть, 20 - шельф, мелководная часть с возможным развитием органогенных построек, 21 - шельф, 22 - шельф, чередование относительно глубокой и мелководной зон. Зоны развития типов разрезов: I - депрессионного, II - клиноформного, III - склонового, IV - сводового



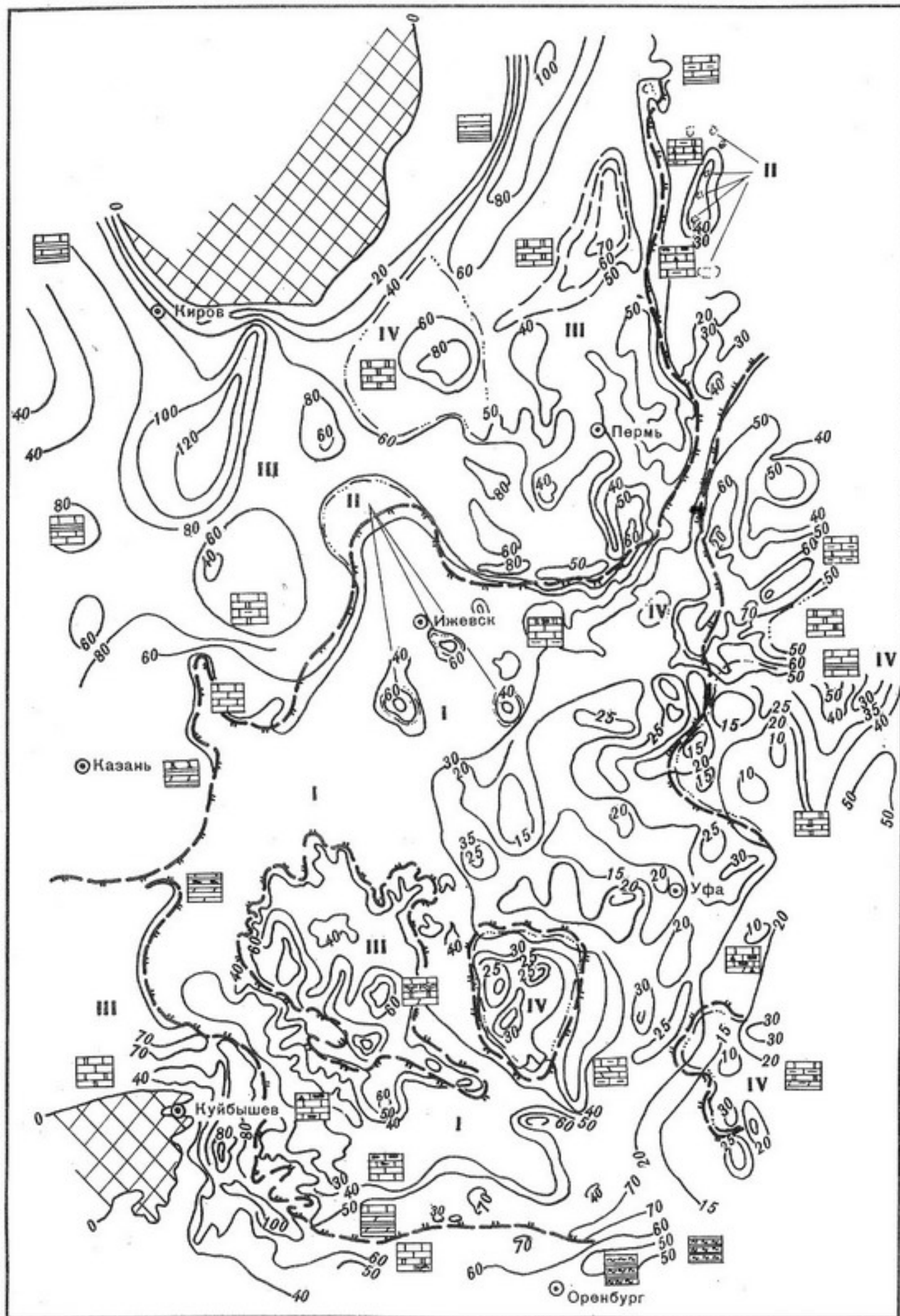
На общем фоне темноокрашенных сильнобитуминозных мергелей преимущественно развиты кремнисто-глинистые сланцы и аргиллиты черные, участками известковистые, микрослоистые, с послойным скоплением кониконх, пеллипод, лингул. Мощность 20-35 м.

Кремнисто-глинисто-известняковая зона развита в Добрянско-Вишерской, Сызвенской депрессиях, на юге Верхнепечорской депрессии, на территории Косьюинско-Чусовской седловины и представлена глинистыми и битуминозными, реже относительно чистыми известняками мощностью 8-26 м. Наибольшая битуминозность и глинистость пород отмечаются в Добрянско-Вишерской депрессии.

В бурежском (мендымском) горизонте ареал депрессионных отложений сокращен по сравнению с семилукским горизонтом, но все же значительно превышает площадь этих фаций в более молодых горизонтах комплекса (рис. 2). В депрессионной формации бурежского возраста выделяются две литофациальные зоны: глинисто-карбонатная битуминозная с прослоями органогенных известняков и доломито-известняковая.

Глинисто-карбонатная битуминозная зона развита в осевых частях прогибов ККС - Муханово-Ероховского, Актаныш-Чишминского, Инзеро-Усольского и др. Для пород данной зоны характерны окремнение и битуминозность. По внутренним бортам прогибов, а также в юго-западной и восточной частях Центральной впадины в верхней части разреза встречены прослои небитуминозных органогенных известняков мощностью 28-76 м.

Доломито-известняковая зона развита в осевых частях прогибов ККС, на севере Добрянско-Вишерской и Фокинской депрессий и Центральной впадины. В ее разрезе преобладают известняки битуминозные и небитуминозные, переслаивающиеся со сланцами и доломитами. Небитуминозные породы имеют брекчиевидное строение, прослоями окремелые и сидеритизированные, с фауной брахиопод, остракод и криноидей. На севере Добрянско-Вишерской депрессии глинистость известняков возрастает, они замещаются аргиллитами. В западном и северо-западном направлениях возрастает доломитизация. Битуминозные доломиты составляют до 50% разреза. В этом же направлении увеличивается мощность осадков - от 25 до 102 м.



Р и с. 2. Литолого-фациальная и палеогеографическая схема Урало-Поволжья для бурежского времени. Составила Г. Е. Голодовкина по материалам С. П. Макаровой, Н. Ф. Березиной, Н. Г. Абдуллина, Р. С. Шайхутдинова, А. А. Губайдуллина, А. М. Тюрхина, И. Г. Реймерс, В. С. Поповой, Е. Л. Кучиной, В. Н. Шароновой

Депрессионная формация доманикоидного типа воронежского, евланово-ливенского горизонтов верхнефранского подъяруса, фаменского яруса и заволжского горизонта турнейского яруса развита в осевых частях прогибов ККС и занимает значительно меньшую площадь, чем в семилукско-мендымское время (рис. 3). Она представлена в Муханово-Ероховском, Актаныш-Чишминском и Нижнекамском прогибах типичными для доманиковых отложений кремнисто-глинисто-битуминозными известняками с прослоями мергелей, глинистых сланцев и аргиллитов, встречаются также прослой кремнеизвестняков и силицитов. Мощности изменяются от 15 до 45 м в верхнефранских, от 13 до 100 м в фаменских и от 10 до 100 м в заволжских отложениях.

В осевых частях северо-западных прогибов ККС (Можгинский, Фокинский, Сарапульский) преобладают аргиллиты, фаунистически охарактеризованные однокамерными фораминиферами, радиоляриями, спикулами губок, реже пелециподами, остракодами и брахиоподами. На территории Актаныш-Чишминской депрессии развиты Ракитовский, Чермасанский и другие биостромы, сложенные чистыми неслоистыми известняками, слабодолмитизированными.

Как следует из литолого-петрографических характеристик отложений депрессионных формаций, в них практически отсутствуют породы с повышенными коллекторскими свойствами. Исключения составляют редко встречающиеся биостромные и биогермные постройки, а также зоны повышенной тектонической трещиноватости.

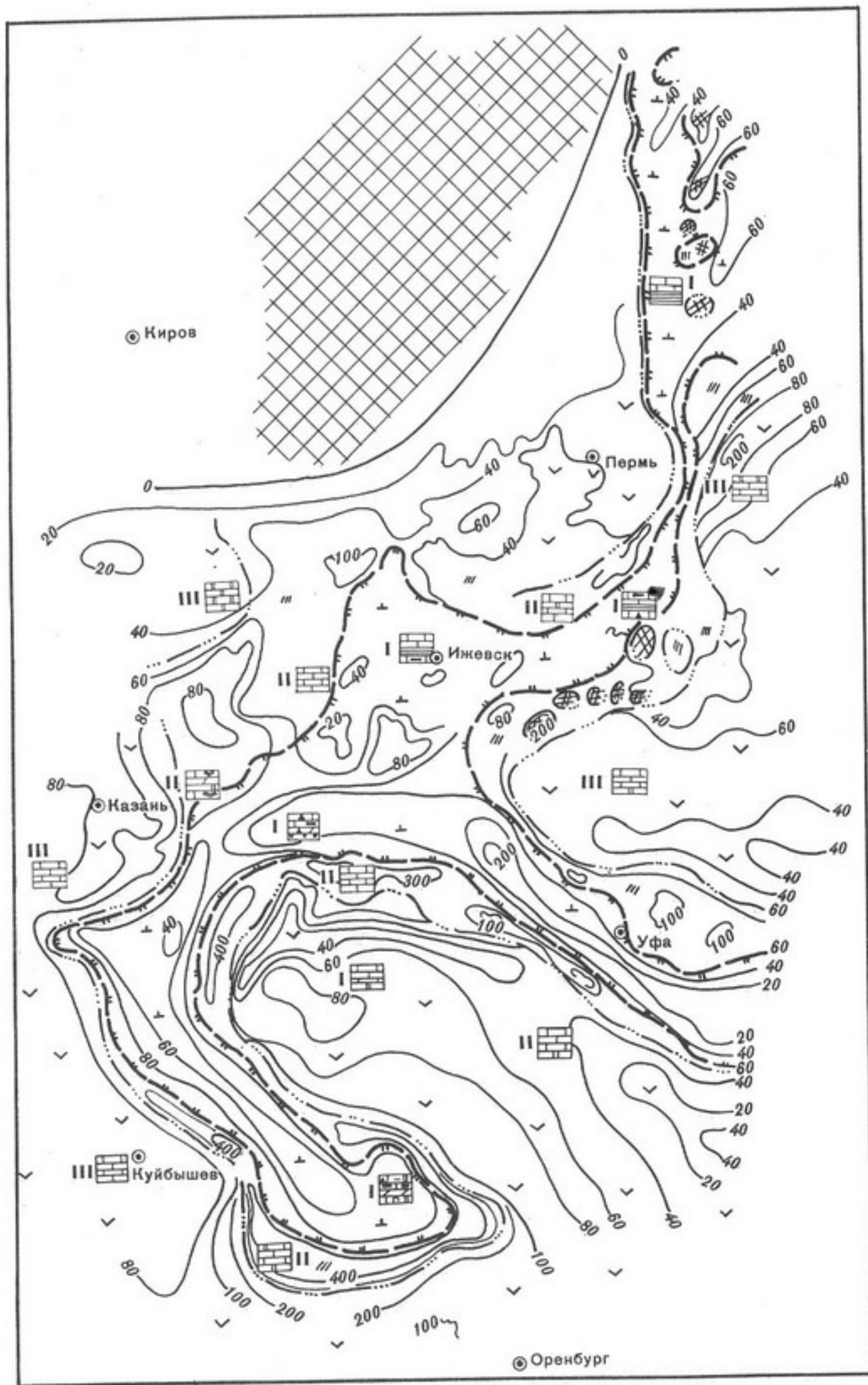
Более благоприятными с данной точки зрения фациальными разностями являются отложения сопредельных мелководно-шельфовых формаций (структурно-вещественных комплексов пород).

Карбонатные породы представлены более светлыми, менее битуминозными и окремнелыми, но нередко более глинистыми разностями известняков и доломитов. Фаунистические изменения выражены в уменьшении количества конинокх и пелеципод доманикового облика, почти полном исчезновении гониатит, появлении большого количества брахиопод.

В районе восточного тектоно-аккумуляционного склона Камско-Ксенофонтовского свода и частично на северо-восточном склоне Башкирского палеосвода в разрезе увеличивается содержание доломитов (до 50-60%) и известняки становятся более битуминозными. Мощность отложений 10-42 м.

В краевых частях мелководно-шельфовой формации, примыкающих к некомпенсированной впадине, распространены известняки с прослоями битуминозных известняков и аргиллитов в равных количествах (юго-восточный склон Жигулевско-Пугачевского свода, Камско-Ксенофонтовский свод) мощностью 0-30 м.

Клиноформная формация занимает промежуточное положение между депрессионной доманикоидной и мелководно-шельфовыми карбонатными формациями, она не столь типична для семилукского горизонта, как для вышележащих стратиграфических подразделений доманикоидной толщи, и протягивается в основном в виде узкой прерывистой цепочки на крайнем юго-западе Урало-



Р и с. 3. Литолого-фациальная и палеогеографическая схема Урало-Поволжья для заволжского времени. Составила Е.Г.Семенова по материалам А.И.Зайченко, Н.Г.Абдуллина, Р.С.Шайхутдинова, А.А.Губайдуллина, В.В.Архиповой, И.Г.Реймерс, В.С.Поповой, Е.Л.Кучиной, В.Н.Шароновой

Условные обозначения см. на рис. 1

Поволжья, вдоль западного борта Уметовско-Линевской депрессии, т.е. за пределами Волжско-Камской антеклизы. На территории данной формации в разрезе бургского горизонта четко выделяются рифогенно-карбонатная и карбонатная литофациальные зоны.

Среди рифогенных сооружений можно назвать Бастрьковский массив на борту Нижнекамского прогиба, а также ряд одиночных рифов в восточной части Добрянско-Вишерской депрессии. Эти органогенные постройки отнесены С.В.Максимовой [23] к группе агглютигермов, отличающихся от рифов и биогермов почти полным отсутствием рифообразований, преобладанием микрозернистого кальцита, плохими коллекторскими свойствами.

Мелководно-шельфовая формация доломито-известнякового состава развита на Башкирском и Южно-Татарском палеосводах, северном борту Фокинского прогиба (на Чутырско-Киенгопском валу), имеет доломито-известняковый состав. Известняки серые, темно-серые, органогенно-обломочные, биогермные, участками глинистые и слабокремнеземные, битуминозные. Фауна представлена комплексом брахиопод, остракод, криноидей, кораллов. Мощность 24-70 м.

Палеотектоника и палеогеография

В начале семилукского времени на востоке Русской платформы началось формирование некомпенсированных впадин и прогибов, связанное с повышенной тектонической активностью, что привело к значительной дифференциации структурного плана. Тектонические впадины доманиковского бассейна по степени компенсированности подразделяются на две группы: 1) относительно компенсированных (Кировская, Мелекесская и др. в западной и северо-западной частях Волжско-Камской антеклизы); 2) некомпенсированных (Муханово-Ероховская, Актаныш-Чишминская, Шалымская, Сылвенская, Вишерско-Добрянская и др. [29] в восточной части бассейна, открывающейся в Уральскую геосинклиналь).

На бургско-раннефранском этапе развития бассейна сформировалась Камско-Кинельская система прогибов (ККСП), карбонатных шельфов и органогенных построек различных типов. Восточная часть Русской платформы достигла наиболее дробной региональной тектонической дифференциации, выразившейся в постепенном вытеснении обширных изометричных впадин сводовыми поднятиями и подчиненными им прогибами. Таким образом, в начале семилукского этапа произошли существенная перестройка структурного плана Волжско-Камской антеклизы и изменение литологического состава с терригенного на карбонатный.

К концу раннефранской трансгрессии (семилукское время) в пределах значительной части Урало-Поволжья установился морской режим с господ-

ством специфических глубоководных и относительно глубоководных условий и местами с застойным режимом иловой впадины. Погружение территории, начавшееся в саргаевское время, продолжалось и в семилукское. По главному разлому Русской платформы, выделенному Н.С.Шатским, произошло отчленение восточной части от центральной. На востоке региона возникла обширная доманиковая впадина.

Формирование доманиковой впадины (некомпенсированной осадконакоплением и поэтому резко выраженной в рельефе морского дна) связано главным образом с развитием Уральской геосинклинальной области. Битуминозные доманиковые отложения накапливались в относительно глубоководном морском бассейне с нормальной соленостью, газовым режимом и специфическим разнообразием комплекса донной и планктонной фауны.

В наиболее глубоких участках морского дна с замедленным водообменом осаждались или с большим количеством ОВ, что способствовало образованию в резко восстановительных условиях битуминозных горючих сланцев. Осадки накапливались за счет глинистого материала, приносимого с участков суши, располагавшихся на юго-западе (Воронежский свод), юге (Жигулевско-Пугачевский свод) и востоке (Башкирский и Шкаповско-Белебеевский палеосводы). Привнос обломочного материала в доманиковое море мог происходить также с приподнятых частей шельфа, размываемых подводными течениями.

Для наиболее глубоких частей бассейна характерны кониконхи, для менее опущенных — пелециподы и брахиоподы (лиоринхусы). Фауна доманикового бассейна специфична и не реагирует на условия повышенной первичной концентрации кремнекислоты в нем, а отдельные виды ее являются кремнелюбами.

По поводу наличия кремнезема и процесса окремнения доманикитов существует ряд точек зрения [23, 37], но почти все они предполагают как биогенный, так и хемогенный источник. Хемогенный источник, видимо, является основным, так как радиолярий — слабый кремненакопитель. Таким источником многие исследователи считают вулканогенные продукты с Урала. Допускается совместное действие вулканического и денудационного факторов. Возможны еще два источника поступления кремнекислоты: высвобождение части кремнезема из пепловых алюмосиликатов (гальмиролиз) и растворение. Садка коллоидных растворов кремнезема происходила главным образом во впадинах, в гидродинамически спокойных условиях. На мелководье кремнезем находился во взвешенном состоянии [37].

Следы вулканической активности обнаруживаются на юге Пермского и на востоке Башкирского сводов — в полосе, примыкающей к зоне подводного вулканизма: среднее содержание свободного кремнезема в доманиковых отложениях здесь 40,8%, а западнее — 19,7%. В этом же направлении уменьшается количество силицитов и пропластков кремневых линз. На Татарском своде кремневые линзы уже почти не встречаются, и рассеянное окремнение, судя по микроскопическим определениям, на западе еще слабее, чем на востоке и юго-востоке. В куйбышевских разрезах среднее содержание кремнекислоты для всех пород доманика примерно 27%.

Как уже говорилось, морской режим существовал на всей территории Урало-Поволжья. Бассейн был единым, но проявлялась тенденция к его дифференциации. Юго-западная, мелководная, часть региона тяготела к Токмовскому своду и Московской синеклизе, восточная, относительно глубоководная, была связана с морем, располагавшимся на Урале.

Наиболее активно погружались Актаныш-Чимшинская депрессия, краевые части Шкаповско-Белебеевского и Башкирского палеосводов. Доманиковый бассейн в этой части был наиболее глубоководный, а отлагавшиеся осадки отличались повышенной глинистостью и окремнением. Несколько замедленное погружение испытывали центральные части Башкирского и Шкаповско-Белебеевского палеосводов и восточный склон последнего, где развиты осадки относительно глубоководной части бассейна. К северу бассейн седиментации становился мельче, что выражалось в осаждении доломитовых илов. Приподнятым оставался Жигулевско-Пугачевский свод.

Обширные отмели Шкаповско-Белебеевского и Башкирского палеосводов с глубинами 20–30 м разделялись глубокими (100–300 м) прогибами. Вдоль краевых частей мелководного шельфа существовали оптимальные условия для возникновения рифовых массивов, а на подводных склонах и повышенных участках депрессий — одиночных биогермов. На локальных участках палеосводов и в мелководно-морских условиях также формировались довольно многочисленные, но небольшие по размерам биогермы и биостромы.

С развитием трансгрессий моря и возрастанием величины погружения расширившейся глубоководной и относительно глубоководной зоны морского бассейна приобрела широкое распространение фация, широко известная под названием доманиковой. Скорость тектонического опускания дна бассейна седиментации стала превышать темпы осадконакопления. Возникли обстановки относительно некомпенсированной впадины с общей фациальной чертой — битуминозностью, тончайшим переслаиванием глин с карбонатными илами (сланцы), окремнением, пиритизацией осадков, типичной планктонной и бентальной фауной, представленной пелециподами, гастроподами, кониконхами. Характерно отсутствие кораллов, мшанок, криноидей, губок, водорослей, существующих обычно на глубинах не более 100 м. Данная глубина является тем батиметрическим уровнем, при котором одновременно могут существовать лингулы и отсутствовать водоросли.

Внутреннее строение доманиковой впадины неоднородно, и в ее пределах вырисовываются отрицательные и положительные структуры. На бортах впадины существовали пологие аккумуляционные уступы с перепадом глубин в несколько десятком метров.

Особенности рельефа дна впадины и другие специфические условия вызвали разнообразие осадков и фауны. На основании их изучения выделяется зона типичных доманиковых фаций и замещающих их латерально стратиграфических аналогов, развитая в осевых частях впадин. Для нее характерны высокое содержание органического вещества, глинистость, сланцеватость и резкая смена фауны. Преобладают кониконхи, много пелеципод и мелких гониатитов. Реже встречаются лингулы и лиоринхусы.

Центральная, западная и северная части Соликамской депрессии и юг Верхнепечорской впадины в палеогеографическом отношении могут быть отнесены к району, где происходило чередование относительно глубоководных и мелководных условий. В разрезе битуминозные известняки чередуются с глинистыми и чистыми разностями.

Широкая трансгрессия доманикового времени сменилась в бурегское (мендымское) время частичной регрессией. Площадь, занятая доманиковыми отложениями, сокращается, морской бассейн мелеет, в нем почти повсеместно накапливаются карбонатные осадки открытого моря с брахиоподами, криноидеями, фораминиферами и остракодами. Только в центральных частях Актаныш-Чишминской и Инзеро-Усольской депрессий сохранились условия глубоководного шельфа, унаследованные от доманикового бассейна. Глубоководная часть шельфа несколько сужается — максимальная ширина депрессии уже не превышает 180 км. Комплекс фауны характеризует глубоководную обстановку. На отдельных локальных участках депрессионной зоны существовали возвышенности в рельефе дна, где в благоприятных условиях накапливались органогенные известняки и создавались предпосылки для формирования одиночных биогермов и биостромов (Чермасанский, Кызылключевский, Ракитовский и др.).

К концу раннебурегского времени отчетливо проявляется тенденция обособления палеосводов и палеодепрессий с принципиально различным характером осадконакопления: компенсированным на палеосводах и некомпенсированным в палеодепрессиях. Намечается контур ККСП и сопредельных палеошельфов.

В краевых частях Башкирско-Кыновского, на восточном погружении Альметьевско-Шкаповского палеосводов, в Актаныш-Чишминской депрессии, а также в северной части Добрянско-Вишерской депрессии осадки относительно глубоководной части шельфа являются переходными от глубоководного к мелководному шельфу. Эти осадки полосами шириной до 125 км (местами до 25 км) обрамляют зоны развития мелководно-морских фаций.

Для территории западной и центральной частей альметьевско-шкаповского палеошельфа характерно резкое сокращение зон накопления осадков доманикового типа, они спорадически отмечаются в разрезе нижнебурегских образований и широко развиты в верхнебурегских. Лишь в районе древнего Новоелховско-Миннибаевского прогиба на всем протяжении бурегского времени существовали глубоководные условия накопления осадков доманикоидной фации.

На южном склоне башкирско-кыновского, на юго-восточном склоне альметьевско-шкаповского палеошельфов породы доманикового типа присутствуют в виде отдельных прослоев в нижней части горизонта и представляют собой битуминозные, глинистые, доломитизированные известняки с гониатитами, брахиоподами, кониконхами, пелециподами, фораминиферами и водорослями.

Наиболее мелководной обстановка была в юго-восточной части башкирско-кыновского палеошельфа, на обширных пространствах удмуртско-пермского

древнего шельфа, где накапливались доломитовые осадки. Некоторые участки территории были выведены из-под уровня моря, и на них отложения полностью размывы (Петропавловская, Тастубская, Культюбинская, Кургашлинская площади). Наиболее высокое структурное положение занимали вершины башкирского и шкапово-белебеевского палеошельфов, где возникали обширные отмели. Почти повсеместно в мелководном водоеме формировались карбонатные и карбонатно-глинистые осадки с водорослями (водорослевые биогермы в пределах альметьевско-шкаповского древнего шельфа), фораминиферами, кораллами, иглокожими, остракодами.

Позднебурегское (самсоновское) время является регрессивным этапом в истории франского бассейна. Регрессия происходила ступенчато. Она проявилась в кратковременном перерыве и сокращении границ бассейна в начале самсоновского времени на территории, прилегающей к сыктывкарско-котельничскому и пугачевско-оренбургскому палеошельфам и Ульяновско-Канашской вершине, в последовавшей небольшой трансгрессии в середине самсоновского времени и в региональном перерыве в предворонежское время. Размеры доманиковой впадины резко сократились, и образовались некомпенсированные прогибы ККС.

Регрессия бассейна в поздневоронежское время сменяется трансгрессией, распространившейся с востока, которая характеризуется повсеместным накоплением карбонатных и реже карбонатно-глинисто-кремнистых осадков доманиковой фации. По сравнению с бурегским временем площадь, занятая ими, сокращается, происходит четкое обособление ККСП и интенсивное развитие рифогенных образований.

Биогермные сооружения располагались между депрессионной доманикоидной и мелководно-шельфовыми карбонатными формациями. С последней в Актаныш-Чишминском прогибе связаны цепочки барьерных рифов, образовавшихся в условиях компенсированного осадконакопления. В эпиконтинентальном теплом море с хорошей аэрацией процветала бентальная флора и фауна, которые являлись рифостроителями на Татышлинском, Четырманском, Орьебашском, Надеждинском, Старопетровском и других биогермных массивах.

К северо-западу, югу и западу на протяжении воронежско-евлановско-ливенского времени в мелководном открытом водоеме отлагались мощные толщи (200-374 м) глинисто-карбонатных пород.

В фаменское время почти на всей исследуемой территории существовал мелководно-морской бассейн. Суша наблюдалась лишь на юго-западе ульяновско-жигулевского палеошельфа. Фаменские отложения в большинстве разрезов ложатся в основном без перерыва на осадки франского яруса и имеют с ними большое сходство, так как процесс седиментации в позднефранское время происходил в близких условиях.

В наиболее погруженных частях ККСП в течение фаменского века продолжалось накопление осадков фации доманикоидного типа. Увеличение мощностей и смена литологического состава осадков происходят в направлении от осевой части прогиба к периферийным. В относительно глубоководной части шельфа отлагались известняки черные, битуминозно-глинисто-

кремнистые с прослоями аргиллитов, мергелей и глинистых сланцев. Для данной зоны характерно также интенсивное окремнение пород. На отдельных приподнятых участках в осевой зоне доманиковой впадины и на склонах сводов (клиноформная формация) существовали мелководно-морские условия, благоприятные для формирования рифовых сооружений.

В фаменский век границы ККСП по направлению на юго-восток (Муханово-Ероховский, Усть-Черемшанский прогибы) несколько сближаются. При этом относительно глубоководные условия господствуют также в центральной части прогибов, что подтверждается характером сформировавшихся здесь отложений. На склонах сводов относительно глубоководные условия довольно часто сменялись мелководными, в результате чего здесь чаще наблюдается появление органогенно-детритовых и микрозернистых известняков.

Заволжский этап раннекаменноугольной эпохи характеризовался унаследованностью тектоники Волжско-Камской антеклизы и сохранением в общих чертах морских условий осадконакопления, аналогичных концу фаменского века. В заволжское время не все склоны палеосводов были захвачены процессами рифообразования.

Рифогенные отложения заволжского возраста на территории некомпенсированной ККСП наращивают или надстраивают склоны или вершины некоторых одиночных верхнефранско-фаменских массивов и, возможно, слагают небольшие по мощности уплощенные биогермы и биостромы.

Накопление малевско-кизеловской толщи турнейского яруса происходило в морском бассейне, унаследованном от заволжского, где очертания дна в общих чертах сохранились. Здесь прослеживаются все те же литолого-фациальные зоны, что и в заволжское время.

Осевая зона ККСП в малевско-кизеловское время также протягивалась с севера на юг Урало-Поволжья, но по сравнению с заволжским временем площадь ее распространения несколько сократилась. В условиях относительно глубоководного шельфа отлагались глинисто-карбонатные и глинисто-кремнистые породы. Карбонатные породы представлены известняками темно-серыми, неравномерно глинистыми (нерастворимый осадок иногда достигает более 40%), местами окремнелыми, битуминозными, причем битум присутствует чаще всего в виде цемента; встречаются прослой доломитов развиты также пиритизация, сидеритизация и доломитизация, характерные для отложений доманиковой формации.

Закономерности размещения и плотность тектонических линеаментов

Тектоническое строение доманикоидной формации верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса рассмотрено в пределах современного крупнейшего надпорядкового геотектонического элемента востока Русской платформы - Волжско-Камской антеклизы [39].

В палеозойском структурном этаже антеклизы выделяется ряд региональных структурных форм I порядка. Основные своды (Жигулевско-Пугачевский, Южно-Татарский, Северо-Татарский, Башкирский, Пермский) имеют амплитуду

относительно наиболее погруженных частей прилегающих впадин 300-600 м, уклоны их склонов чаще всего в пределах 7-12 км, редко больше или меньше. Наиболее круто погружается поверхность семилукского горизонта в Соликамской и Юрзано-Сылвенской депрессиях в сторону передовых складок Урала с уклоном до 42 м/км.

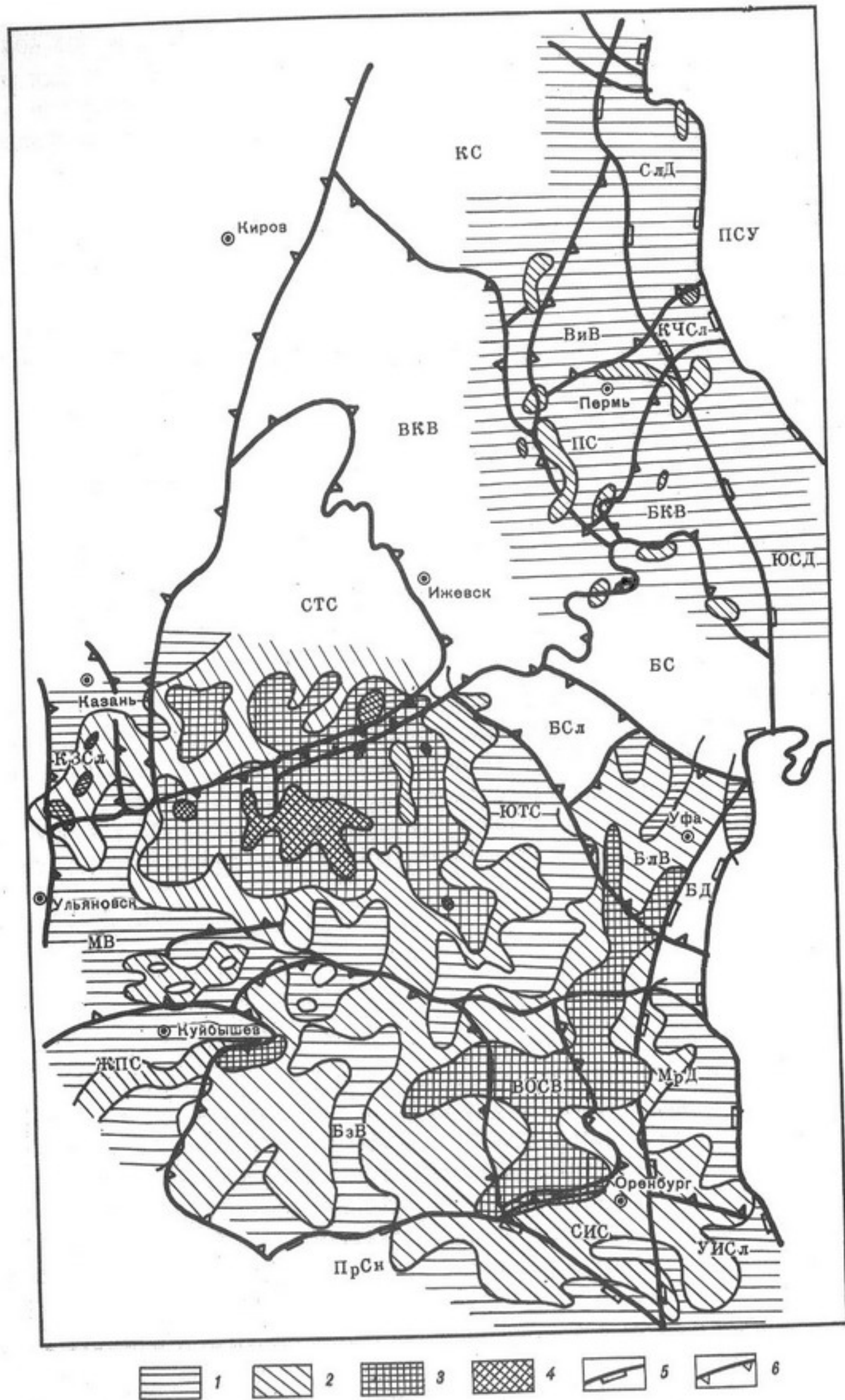
В общем плане вся территория антеклизы может быть разделена на три сходные по гипсометрии зоны, которые контролировали как зоны генерации УВ, так и зоны нефтегазонакопления. К первой относятся Жигулевско-Пугачевский, Южно-Татарский, Северо-Татарский, Башкирский, Камский своды, на которых кровля семилукского горизонта картируется на отметках 1300-1500 м, несколько глубже залегает Пермский свод - 1600-1800 м. Вторую зону образуют Мелекесская, Висимская, Быско-Кунгурская, Благовещенская впадины, где семилукский горизонт залегает на отметках 2000-2300 м, на этой же глубине картируется и погребенное Восточно-Оренбургское сводовое поднятие. В третьей зоне (Бузулукская впадина) глубина залегания семилукского горизонта 1900-4000 м.

Если учесть сравнительно однородный состав отложений семилукского горизонта почти по всей территории Волжско-Камской антеклизы, то можно предположить, что поверхность данного горизонта была структурно слабо дифференцирована. В то же время современная поверхность имеет структурные отличия, т.е. произошла заметная перестройка структурного плана. По кровле фаменского яруса вследствие сильного влияния высокоамплитудных биогермов и биогермных массивов расчлененность поверхности даже в региональном масштабе увеличивается. Доманиковые отложения деформированы последующими тектоническими движениями в структуры самых различных типов: линейные складки, террасы, изометрические выступы, в ряде районов с нарушениями типа флексур, сбросов, взбросов (Предуральский прогиб).

Тектонические нарушения и структурные деформации на поверхности представлены в виде системы структурных и структурно-геоморфологических линеаментов, которая, отображая в своем строении разломную тектонику кристаллического фундамента, а в ряде районов и рифей-вендского структурно-формационного комплекса, наследует и тектоническую активность блоков и разломов фундамента. Разломы фундамента в осадочном чехле наиболее часто выражены флексурными перегибами многочисленных линейных структурных валов. Именно с этими районами связаны наиболее активные системы тектонической трещиноватости осадочного чехла (напряженные зоны), возникшие на стыке блоков разнонаправленных движений.

Выявляя и изучая зоны повышенной плотности тектонической трещиноватости, можно прогнозировать участки улучшенных емкостей и фильтрационных свойств коллекторов, а также возможных путей миграции УВ в карбонатных породах вообще и в отложениях доманикоидных формаций в частности.

Развитие зон максимальной трещиноватости в условиях платформы наиболее вероятно на участках наибольших тектонических напряжений, к ко-



Р и с.4. Схема плотности структурных линеаментов Урало-Поволжья.
Составил Е.А.Суровиков

Плотность, км/км²: 1 - до 0,15; 2 - 0,15-0,25; 3 - 0,25-0,4; 4 - более 0,4; 5, 6 - границы: 5 - надпорядковых тектонических элементов, 6 - тектонических элементов I порядка. Структуры: БС - Башкирский свод, БлВ - Благовещенская впадина, БСл - Бирская седловина, БД - Бельская депрессия, БзВ - Бузулукская впадина, БКВ - Бымско-Кунгурская впадина, ВКВ - Верхнекамская впадина, ВиВ - Висимская впадина, ВОСВ - Восточно-Оренбургский сводный выступ, ЖПС - Жигулевско-Пугачевский свод, КС - Камский свод, КЧСл - Косьюинско-Чусовская седловина, КзСл - Казанская седловина, МВ - Мелекесская впадина, МрД - Мраковская депрессия, ПСУ - передовые складки Урала, ПС - Пермский свод, ПрСн - Прикаспийская синеклиза, СлД - Соликамская депрессия, СТС - Северо-Татарский свод, СИС - Соль-Илецкий свод, УИСл - Урало-Ишимбайская седловина, ЮСД - Юрзано-Сылвенская депрессия, ЮТС - Южно-Татарский свод

торым относятся склоны структурных зон различных порядков, особенно флексуроподобные, реже сводовые части структур. Для трассирования направлений зон трещиноватости используются четко выраженные и отображаемые комплексами признаков прогибы, сопряженные с крыльями и флексурами структурных зон.

В платформенных закрытых районах основное значение имеет выявление косвенных признаков, основанное на свойстве тектонической трещиноватости отображаться в различных полях в виде аномалий линейного типа (резкие градиенты гравитационных и магнитных полей, линейность сейсмических структурных элементов, геохимических, радиационных, гелиевых, углеводородных, гидрохимических и геотермических аномалий и т.д.).

Многими авторами обоснована структурная (дизъюнктивная) предопределенность орогидрографических линеаментов (спрямленные элементы гидро-сети, линейность в расположении озер, болот, родников, зон карстования и т.п.). Тектоническая трещиноватость в локальном, иногда в зональном плане может подтверждаться и промышленными данными (линейные зоны опережающего обводнения, поглощения, продвижения индикаторов и т.п.).

С целью изучения тектонической трещиноватости доманикитов проводился комплексный анализ большинства имеющихся в районах Урало-Поволжья признаков указанной трещиноватости на картах масштаба 1:200 000-1:300 000 с обобщением в масштабе 1:1 000 000. На каждой из выбранных карт (гравимагнитометрических, структурных, неотектонических, геоморфологических, топографических, космофотографических и др.) выделялись прямолинейные (обобщенные, спрямленные) участки изогипс, изопахит, изогамм, изодинам и других изолиний. Наиболее достоверными являются линеаменты, выделенные по комплексу признаков, совпадающих в плане друг с другом (сильные линеаменты). С учетом точности построений масштабов карт можно считать совпадающими прогибы и линеаменты, расположенные в коридоре шириной 1-2 км. Затем строилась схема размещения линеаментов, совпадающих друг с другом не менее чем по трем признакам (или поверхностям), а на ее основе - схема плотности линеаментов (рис.4).

По данным А.Л.Алейникова, О.В.Беллавина, Б.П.Дьяконова и др. [1], число линеаментов в Урало-Поволжье протяженностью свыше 350 км не пре-

вышает 10, 350–200 км – около 50, 200–50 км – сотни, менее 50 км – более 1000. Количество пересечений линеаментов длиной 50 км и более на квадрате размером 50x50 км² для территории Волжско-Камской антеклизы в среднем 2–5, иногда 10–17, в Предуральском прогибе до 15–25. Для линеаментов меньших размеров количество пересечений резко возрастает и, следовательно, увеличивается плотность трещиноватости.

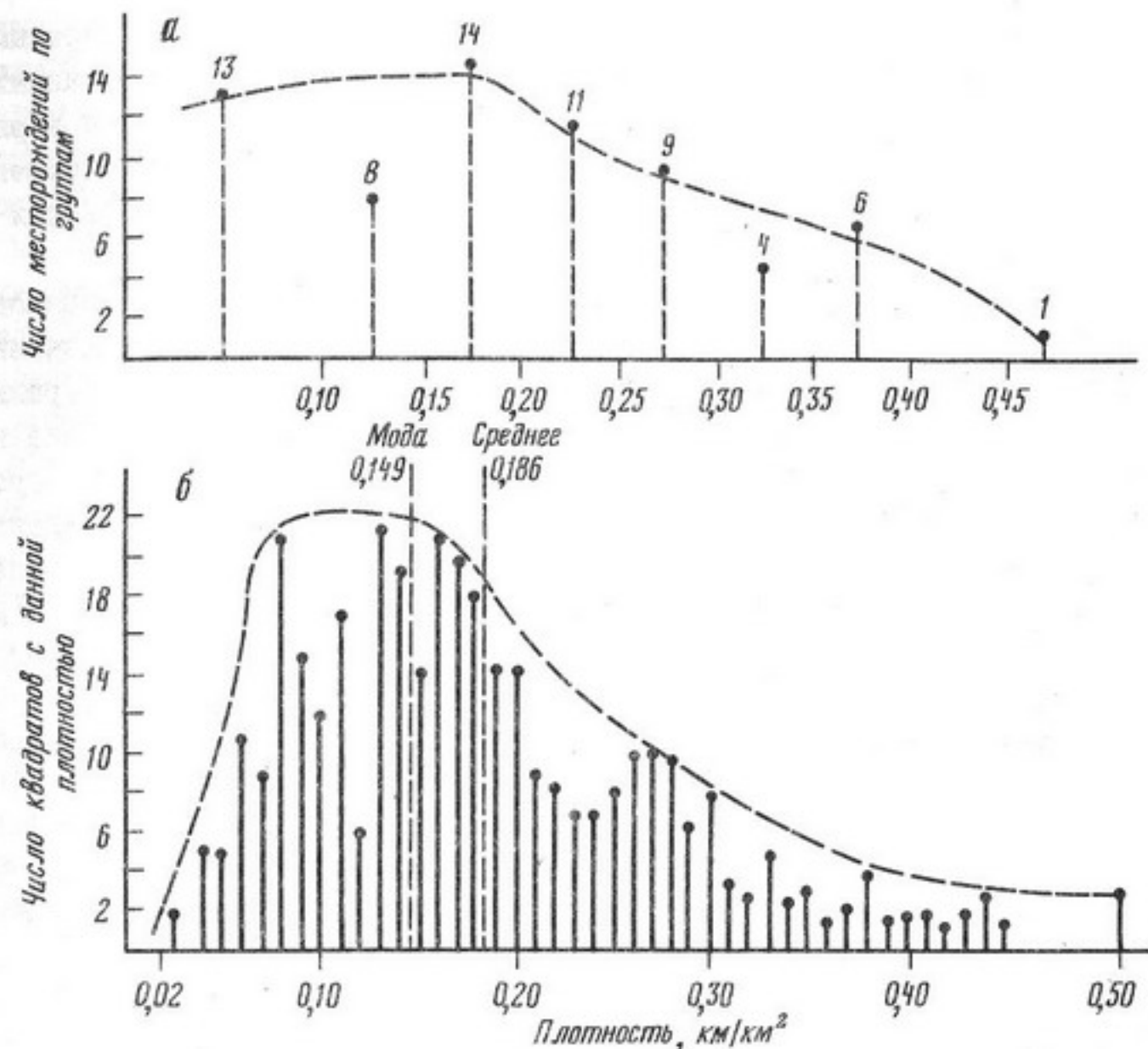
Для построения схемы плотности линеаментов использовались линеаменты длиной от 5 км и выше. В западной части Южно-Татарского свода и прилегающих районах Мелекесской впадины плотность линеаментов максимальная – 0,4 км/км², на сопредельных с Южно-Татарским сводом тектонических элементах и на его восточном погружении – 0,1–0,3 км/км², в Пермской области преобладают минимальные значения 0,2–0,15 км/км², изредка больше. Средняя плотность линеаментов 0,08–0,2 км/км². Распределение средних значений плотности по 366 квадратам (точкам) наблюдений имеет асимметричный вид, среднее значение плотности 0,186 км/км², модальное – 0,149 км/км² (см. рис. 4).

Для установления связи между плотностью линеаментов и распространением месторождений и непромышленных притоков нефти, в доманикоидах построена гистограмма распределения этих нефтепроявлений в зависимости от плотности линеаментов и произведено сравнение ее с гистограммой распределения плотности линеаментов (рис. 5). Максимальное число нефтепроявлений связано с плотностью линеаментов до 0,25 км/км² (46 проявлений, или 70% от общего их числа). Распределение нефтепроявлений также имеет асимметричный характер, хотя и не столь резко выраженный, и заметную тенденцию к уменьшению количества нефтепроявлений с увеличением плотности линеаментов.

Большая часть залежей в доманикоидах на территории Южно-Татарского свода приурочена к промежуточным зонам плотности линеаментов – между повышенной и пониженной. По мнению Н.Г.Абдуллина, Р.С.Шайхутдинова и др., это объясняется тем, что зоны повышенной плотности линеаментов и, следовательно, повышенной трещиноватости мало благоприятны для формирования ловушек из-за нарушенности покрышек, а в зонах пониженной плотности отсутствуют или слабо развиты трещиноватые породы-коллекторы.

Наиболее благоприятными для формирования залежей нефти в карбонатных породах бурегского и семилукского горизонтов являются зоны с плотностью линеаментов 0,1–0,15 км/км², что согласуется с особенностями емкостной характеристики горизонтов – большинство залежей приурочено к среднеемким, а не к высоко- и низкоемким коллекторам. Наиболее вероятная предельная низкая плотность линеаментов 0,1–0,15 км/км², максимальная – не более 0,25–0,3 км/км².

С учетом фактических геологических данных распределения нефтепроявлений и промышленной нефтеносности доманикоидов для наиболее перспективной зоны приняты граничные значения плотности линеаментов 0,15–0,25 км/км². Зоны с плотностью более 0,25 км/км² отнесены к перспективным, с плотностью менее 0,10 км/км² – к менее перспективным.



Р и с. 5. Распределение месторождений и нефтепроявлений в зависимости от плотности линеаментов. Составил Е.Я.Суровиков

а – притоки нефти более 1 т/с в доманикоидах; б – плотность линеаментов по расчетным квадратам, км/км²

В сочетании с другими критериями плотность линеаментов (тектоническая трещиноватость) положена в основу выделения зон различной перспективности.

Гидрогеология и термобарические условия залегания доманикоидных и сопряженных карбонатных формаций верхнего девона-турне

В гидрогеологическом разрезе осадочного чехла Волжско-Камской антеклизы верхнедевонско-турнейская карбонатная толща рассматривается как единый водонапорный комплекс порово-трещинно-карстовых вод, занимающий промежуточное положение между зоной затрудненного водообмена (водоносные горизонты карбона и перми в закрытых районах) и зоной застойного режима (водоносные горизонты терригенных отложений девона и додевона). Более детальное гидрогеологическое расчленение разреза затруднено из-за отсутствия выдержанных водоносных горизонтов (за исключением нефтеводоносных пластов шельфовых турнейских отложений), тем

более что обычно опробование в скважинах осуществляется открытым забоем в широких интервалах. По этим причинам отнесение опробованных интервалов к доманикоидным формациям носит условный характер, и в ряде случаев притоки получены из сопряженных карбонатных, преимущественно рифогенных отложений, развитых в пределах депрессионных фаций или на бортах прогибов ККС.

В Башкирии, по данным Б.И.Лерман, в пределах Актаныш-Чишминского прогиба стратиграфические подразделения доманикоидных и сопряженных формаций опробованы в 540 скважинах, в 81 случае получена минерализованная вода, в 27 - вода с нефтью. Специальные гидродинамические исследования проводились в скв. 5 на Шакшинской площади, где из опробованных отложений бурегского горизонта получен приток нефти с удельным дебитом $3,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ на $0,1 \text{ МПа}$. Проницаемость по кривой восстановления притока $60 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; абсолютная отметка статического уровня $+15 \text{ м}$. Аналогичные результаты получены при опробовании фаменских отложений на Черкассинской площади. В остальных скважинах, пробуренных в пределах Актаныш-Чишминского прогиба, водоносность изучалась по наличию и интенсивности поглощений бурового раствора, которые чаще всего прослеживаются в отложениях заволжского горизонта и фаменского яруса в пределах развития рифогенных пород. Расположение зон поглощений по площади нередко совпадает с простираем тектонических нарушений: грабенообразных прогибов, горстовидных поднятий, тектонических валов. В динамике подземных вод описываемой толщи ведущую роль играет вертикально-ступенчатое движение по трещинам и нарушениям.

Химический состав вод семилукского горизонта изучен весьма слабо, поскольку опробование его, как правило, производилось совместно с перекрывающими мендымскими и подстилающими сарагаевскими отложениями. В Инзерско-Усольской депрессии ККС, на Бакракской площади, воды семилукского горизонта имеют пониженную минерализацию и метаморфизацию при повышенной сульфатности. По этим признакам Б.И.Лерман предполагает влияние инфильтрации вод из области питания на западном склоне Южного Урала. В пределах платформенной части Башкирии, в осевой части Актаныш-Чишминского прогиба, притоков из семилукского горизонта не получено. В единичных скважинах водоносность данного горизонта установлена на юго-восточном склоне Башкирского свода и в Благовещенской впадине. Наиболее достоверные пробы вод семилукского горизонта представляет собой высокометаморфизованные крепкие хлоридно-кальциево-натриевые рассолы при повышенной метаморфизации ($\text{Na}/\text{Cl} = 0,52 \div 0,65$) и низкой сульфатности ($\text{SO}_4/\text{Cl} 100 = 0,1 \div 0,2$). Из микроэлементов отмечено высокое содержание брома (до 1758 мг/л) и аммония ($280-350 \text{ мг/л}$). По указанным параметрам воды семилукского горизонта в Актаныш-Чишминском прогибе тяготеют к водам терригенного девона Башкирии.

Бурегские и более молодые верхнефранские отложения характеризуются более высокой водообильностью, что связано с особенностями литологического состава: меньшей окремненностью и битуминозностью. Дебиты при

тока в отдельных скважинах достигают $70 \text{ м}^3/\text{сут}$ и более. Воды сохраняют облик высокометаморфизованных хлоридных рассолов, но ионный состав дифференцирован: для вод северного и северо-восточного бортов Актаныш-Чишминского прогиба характерна максимальная метаморфизация вплоть до перехода рассолов в хлоридно-натриево-кальциевый тип ($\text{Na}/\text{Cl} \leq 0,5$). На юго-восточном борту прогиба метаморфизация заметно уменьшается ($\text{Na}/\text{Cl} \leq 0,75 \div 0,86$), повышается сульфатность. Данные показатели свидетельствуют о более высокой степени гидрогеологической раскрытости указанного комплекса. Еще большая раскрытость, вплоть до зоны активного водообмена, проявляется в Инзерско-Усольском прогибе.

Пластовые воды фаменского яруса изучены главным образом в бортовых разрезах Актаныш-Чишминского прогиба, где эти отложения нередко представлены рифогенными фациями. По северо-восточному борту прогиба отмечается высокая метаморфизация вод фаменского яруса, однако дальше к северу и северо-западу она снижается ($\text{Na}/\text{Cl} \geq 0,8$) и повышается сульфатность. Наиболее низкой метаморфизацией характеризуются воды фаменских отложений по юго-западному борту прогиба ($\text{Na}/\text{Cl} \geq 0,9$).

Сопоставляя гидрохимические параметры подземных вод доманикоидных формаций Башкирии, Б.И.Лерман приходит к выводу, что воды семилукского и бурегского горизонтов по своему составу близки к водам продуктивных пластов терригенного девона, в то время как воды вышележащих отложений карбонатного комплекса сближаются с водами нижнекаменноугольной водоносной системы. Отличительной чертой состава вод доманикоидных и рифогенных формаций является повышенное содержание аммония, максимальные значения которого ($450-1100 \text{ мг/л}$) отмечаются в водах фаменского яруса и заволжского горизонта.

Интересные особенности характеризуют состав водоразтворенного газа доманикоидов Актаныш-Чишминского прогиба. По данным анализов газа вод верхнефранских отложений на Шакшинской площади, турнейских отложений на Черкассинской и Бекетовской площадях, расположенных к западу от Тавтиманово-Уршакского грабенообразного прогиба, отмечается резкое изменение газонасыщенности и содержания в газе углекислоты в зависимости от расстояния до прогиба. Вблизи прогиба (на Шакшинской площади) в газе содержится до $50-77\%$ углекислого газа, в то время как на отдаленной Бекетовской площади оно снижается до $0,2\%$. Такое распределение содержания углекислого газа свидетельствует о его глубинном происхождении [18].

Гидрогеологические условия Татарии изучены только для семилукско-бурегского комплекса на Альметьевской вершине Южно-Татарского свода и на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода. Из вышележащих отложений верхнефранско-турнейского комплекса, выраженных в доманиковой фации, при опробовании скважин испытателем пластов притоков не получено.

Водовмещающими породами семилукско-бурегских отложений являются пористо-трещиноватые известняки. По данным К.Н.Доронкина и Р.Л.Ибрагимов-

ва, приточными являются объекты на площадях Азнакаевской, Лениногорской, Бавлинской, Миннибаевской. Дебиты притока колеблются от 1-3 до 8-10 м³/сут. Статические уровни устанавливаются на абсолютных отметках +30-45 м. По химическому составу воды относятся к хлоридно-кальциево-натриевым рассолам с коэффициентом метаморфизации Na/Cl 0,57-0,8. Содержание микроэлементов, мг/л: I 1,3-II,0; Br 295-733; B (B₂O₃) 2,6-25; NH₄ 97-665. Таким образом, так же как и в Башкирии, воды семилукско-бурегского комплекса обнаруживают сходство по химическому составу с водами терригенных отложений девона Южно-Татарского свода. Состав водорастворенного газа метаново-азотный, но вблизи нефтяных залежей переходит в азотно-метановый тип.

В пределах Альметьевской вершины Южно-Татарского свода концентрация NH₄ в большинстве случаев не выходит за пределы 100-200 мг/л, однако на двух площадях, Азнакаевской и Куакбашской, зафиксированы исключительно высокие концентрации NH₄ - до 3000-4000 мг/л в водах семилукского горизонта. Напомним, что в водах доманикоидов Башкирии концентрация NH₄ в отдельных точках достигала 1100 мг/л. Таким образом, аммоний как показатель преобразования органического вещества может служить одним из отличительных признаков вод доманикоидных формаций. Данный вопрос нуждается в дальнейшем изучении.

На остальной территории Волго-Уральской провинции (Пермская область, Удмуртия, Куйбышевская и Оренбургская области) по гидрогеологическим условиям доманикоидных формаций имеются лишь отрывочные сведения. На территории Пермской области, по данным А.А.Ваганова, гидродинамические исследования в 13 скважинах оказались безрезультатными. Водоносные горизонты выделены только в рифогенных сооружениях Соликамской впадины, развитых в пределах депрессионных фаций, где хорошо проницаемые пласты чередуются с плотными безводными участками. Гидродинамические испытания позволили установить в отдельных случаях притоки с дебитом до 1000 м³/сут. Воды рифогенных массивов относятся к хлоридно-кальциево-натриевому типу с минерализацией 230-295 мг/л. Характерно аномально высокое содержание I - 20-90 мг/л. На территории Куйбышевской и Оренбургской областей притоки воды получены, как правило, вместе с нефтью и состав воды отдельно не изучался.

В ряде случаев, когда при опробовании после соляно-кислотной обработки (СКО) и гидроразрыва в стволе скважины появлялась вода, состав указывал на ее прорывный характер из вышележащих горизонтов карбона. Только одна проба, отобранная в скв. 4I Мухановской площади из фаменских отложений, характеризуется составом, отвечающим интервалу отбора (Na/Cl 0,61; Br 954 мг/л; I 16 мг/л).

Резюмируя, можно отметить, что по степени водообильности и по химическому составу вод выделяются два водоносных комплекса: нижний, семилукско-бурегский, и верхний, охватывающий все отложения выше бурегского горизонта. Нижний комплекс характеризуется низкой водообильностью и

по составу тяготеет к водоносным комплексам терригенного девона, в то время как верхний, значительно более водообильный, обнаруживает черты сходства с водоносными комплексами вышележащих отложений карбона.

Современные термобарические условия доманикоидных формаций укладываются в рамки нормальных полей температур и давлений для соответствующих районов Волго-Уральской провинции: градиенты приведенных давлений колеблются от I до I,17 по отношению к условному гидростатическому, а градиенты температур не превышают 4-5°C (100 м) [17]. В отношении палеотемператур, как показали исследования И.И.Аммосова и др. [3], по отражательной способности витринита устанавливается термодегрессия порядка 60-103°C. Напряженный геотермический режим в геологическом прошлом сыграл, несомненно, важную роль в процессах НГО.

По-видимому, пластовые палеодавления также могли существенно превышать современные. Как указывает Р.С.Сахибгареев [34], процесс литификации доманикоидов был весьма продолжительным, поскольку тормозился гидрофобизацией глинистых частиц органическим веществом. Мергели и известняки вышележащих горизонтов, а также подстилающие кыновские глины литифицировались значительно быстрее и препятствовали оттоку флюидов из уплотнявшихся глин доманикоидных формаций, создавая в последних повышенное поровое давление. Разгрузка избыточного давления по тектоническим и другим каналам (флюидоразрывы) сопровождалась перетоками флюидов в выше- и нижерасположенные резервуары.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ДОМАНИКОИДНЫХ ФОРМАЦИЙ

Геохимические условия осадконакопления

Общим для всех пород доманикоидных формаций верхнедевонско-турнейских отложений является обогатенность их органическим углеводородом и сульфидной (пиритной) серой при значительном содержании кремнезема. Преобладание в разрезе верхнедевонско-турнейской карбонатной толщи восстановленных форм железа и серы (пиритной) над окисными свидетельствует о широком развитии восстановительной обстановки осадконакопления. Наиболее отчетливо восстановительная обстановка проявляется в отложениях семилукского горизонта, в вышележащих горизонтах бурегско-заволжского комплекса, причем по разрезу степень восстановленности пород убывает снизу вверх. Данные выводы подтверждаются по ряду прогибов ККС [36].

В распределении сульфидной (пиритной) серы в исследуемых горизонтах отмечается связь с содержанием ОВ. С увеличением содержания органического углерода растет соответственно и содержание сульфидной серы. Таким образом, интенсивность восстановительной обстановки теснейшим образом связана с содержанием ОВ, которое определяет возникновение геохимических фаций, благоприятных для нефтеобразования. При этом на основании имеющихся фактических материалов по всем исследованным районам подтверждается заключение Л.А.Гуляевой о том, что запасы органического

вещества были всюду достаточными для восстановления сульфатов и пиритизации железа, а накопление пирита лимитируется не содержанием $S_{орг}$, а содержанием реакционноспособного железа, которое во много раз меньше по сравнению с содержанием его в отложениях терригенного девона [13].

Наиболее четко литолого-фациальная изменчивость битуминозной кремнисто-карбонатно-глинистой толщи отражается в содержании и составе нерастворимых остатков пород (НО). Анализ всех прокаленных НО показывает, что они состоят в основном из окислов кремния, алюминия, железа. Сумма этих окислов составляет 90-99%. Остальное приходится на долю щелочных металлов, титана и других микроэлементов.

Л.А.Гуляева, Е.Я.Поделько, В.И.Тихомиров подробно рассмотрели особенности содержания НО карбонатных отложений верхнего девона-турне ККСП. Повышенные значения НО обычно характерны для осевых зон прогибов, в первую очередь для пород турнейского и фаменского ярусов. В верхнефранских отложениях повышенные значения НО установлены в осевых зонах только в Шалым-Сылвенском и Муханово-Ероховском прогибах. В Актаныш-Чишминском прогибе указанные различия "сглажены". Различия по величине НО не обнаружены в Нижнекамском прогибе в бурежских отложениях, а также по доманиковым отложениям Актаныш-Чишминского и Нижнекамского прогибов [14].

Упомянутые выше авторы указывают, что в доманиковое время в зоне Татарского и Башкирского палеосводов накапливались отложения с такими же величинами НО, как и в осевых зонах. Карбонаты бурежского и семилукского горизонтов в общем содержат большее количество НО по сравнению с породами осевых зон вышележащих горизонтов. Приведенные данные носят только обобщенный характер по укрупненным подразделениям, внутри отдельных частей прогибов имеются более дифференцированные соотношения в распределении нерастворимых остатков.

Данные табл. I (в % на породу) показывают, что по всем горизонтам глинистость доманиковых пород незначительна - 5,54-8,86, карбонатность - 38,66-54,26, кремнистость - 29,32-48,72, что соответствует значениям компонентов стратотипического доманика.

Наконец, надо отметить, что в отдельных редких случаях в разрезе депрессионных зон встречаются "чистые" карбонаты, связанные с возникновением одиночных биогермных массивов (Соликамская депрессия, Актаныш-Чишминский прогиб).

При изучении отложений депрессионных фаций важно придерживаться единой классификации пород, в качестве которой может быть принята классификация кремнисто-карбонатно-глинистых пород, предложенная Г.И.Теодоровичем в 1958 г., согласно которой доманиковые и доманикоидные породы рассматриваются как трехкомпонентная система (не считая органического вещества), состоящая из кремнезема (свободного), карбонатов и глинистого материала.

Свободный кремнезем легко вычисляется через мольные проценты соотношения с Al_2O_3 , карбонаты определяются по содержанию кальцита, а

Таблица I

Среднее содержание минеральных компонентов пород депрессионной фации по отдельным площадям Муханово-Ероховского прогиба, % на породу

Горизонт, ярус	Нерастворимый остаток		SiO_2 св		Карбонатность		Глинистость	
	предельные колебания	среднее значение	предельные колебания	среднее значение	предельные колебания	среднее значение	предельные колебания	среднее значение
Заволжский	I, 29-93, 51	62(22)	4, 64-90, 77	55, 54	2, 45-99, 1	35, 19	I, 1-28, 6	4, 27
	5, 41-70, 64	57, 83(I0)	31, 06-72, 4	44, 58	I3, 41-54, 5	37, 45	0, 94-34, 37	10, 0
Боронежский, евланов-ливенский	Пробы не отбирались							
Бурежский	I, 08-87, 52	36, 36(28)	I, 03-76, 59	23, 06	6, 2-96, 84	62, 58	5, II-30, 46	7, 55
	I, 34-85, 22	33, 46(I8)	6, II-76, 81	28, 38	2, 41-95, 36	62, 53	0, 36-17, 96	5, 3
Среднее для всей толщи	2, 28-84, 22	47, 4	9, 55-79, 14	37, 89	6, 12-86, 45	49, 44	I, 96-27, 85	6, 78
Заволжский	0, 16-2, 84	I, 3(9)	Северо-Маркинская площадь, скв. 41					
	2, 38-83, 05	51, I(I2)	4, 67-76, 58	37, 65	I3, 21-95, 45	41, 08	0, 83-45, 64	II, 42
Боронежский, евланов-ливенский	2, I-96, I9	39, 8(I3)	3, 2-87, 85	32, 07	I, I-97, 03	57, I5	I, I5-21, 52	6, 24
	I, 59-86, 72	31, 79(I2)	4, 08-85, 99	19, I0	6, 0-96, 85	62, 25	I, 69-31, 89	II, 53
Семилукский	4, 71-91, 32	37, 84(I3)	6, 13-88, 89	28, 47	2, 39-92, 41	56, 57	I, 74-15, 44	6, 25
Среднее для всей толщи (без заволжского горизонта)	2, 7-89, 3	40, I3	4, 5-84, 8	29, 32	5, 6-95, 4	54, 26	I, 35-28, 6	8, 86

Горизонт, ярус	Нерастворимый остаток			SiO ₂ св			Карбонатность			Глинистость		
	пределные колебания	среднее значение	пределные колебания	пределные колебания	среднее значение	пределные колебания	среднее значение	пределные колебания	среднее значение	пределные колебания	среднее значение	пределные колебания
	Гребенная площадь, кв. км. 59											
Заволжский	2,87-92,5	44,8(14)	25,24-90,18	61,12(9)	3,41-94,36	50,9(14)	1,68-4,31	2,47(4)				
Фаменский	53,9-75,8	58,64(3)	46,08-70,52	58,64(3)	17,06-40,9	26,9(3)	1,43-5,05	3,45(3)				
Воронежский, евланово-ливенский	2,31-80,68	60,71(7)	20,15-80,05	57,14(7)	12,51-67,7	30,25(7)	4,74-12,9	8,37(6)				
Бурегский	47,8(1)	47,8(1)	32,81(1)	32,81	38,66	38,66(1)	11,97(1)	11,97(1)				
Семилукский	24,8-59,4	43,64(3)	22,99-54,4	39,89(3)	26,15-69,36	46,61(3)	0,55-1,98	1,42(3)				
Среднее для всей толщи	26,3-77,0	52,61	29,5-73,8	48,72	14,8-68,1	38,66	2,1-6,0	5,54				

Примечание. В скобках указано количество образцов пород.

Таблица 2

Среднее содержание минеральных компонентов доманиковых пород по С.В.Максимовой, % на породу

Район	Глинистые сланцы		Глина		Мергели		Глинистые сланцы и мергели вместе		
	глинистый материал	SiO ₂ св	сумма карбонатов*	глинистый материал	SiO ₂ св	сумма карбонатов*	глинистый материал	SiO ₂ св	сумма карбонатов*
Южный Тиман (Ухтинский)	13,66	34,1	26,6	4,56	42,68	42,31	6,52	40,83	38,92
Восточная Башкирия (Южный Урал)	17,92	55,33	11,35	11,76	33,54	45,55	13,82	40,80	34,15
Западная Башкирия	33,92	23,2	15,94	13,95	17,81	46,46	19,40	19,71	37,88

если есть доломит, то по сумме $CaCO_3 + CaMg(CO_3)_2$. Глинистый материал вычисляется как сумма связанного кремнезема, Al_2O_3 и дополнительно 10% на окислы типа R_2O .

Классификация предусматривает все возможные сочетания трех компонентов с переходами от чистых силицитов через кремнеизвестняки к кремнеаргиллитам. Пользуясь классификацией, С.В.Максимова установила, что стратотипический доманик (Ухтинский район) в целом представляет кремнисто-карбонатную толщу с весьма незначительной примесью глинистого материала. Среднее содержание основных минеральных компонентов, % на породу: кальций - 44,37%, свободный кремнезем - 37,23, глина - 5,96% [23].

Показательны в этом отношении данные по минеральному составу доманиковых пород Восточной и Западной Башкирии (табл.2). Группы пород под названием "глинистые сланцы", "глины", "мергели" представляют собой карбонатно-кремнистые образования, и толща в целом является "карбонатно-кремнистой", а глина - второстепенным компонентом. Наблюдается закономерное уменьшение кремнистости и возрастание глинистости с востока на запад Башкирии, что связано с природой поступления кремнезема в бассейн осадконакопления.

Нет единого мнения относительно источников кремнезема, но можно согласиться с тем, что в доманиковом море осуществлялось как биогенное, так и хемогенное осаждение кремнезема [36]. В доманиковых осадках Пермской области и Башкирии установлено влияние вулканической деятельности на кремнеземакопление. Как отмечает С.В.Максимова, пластовые силициты доманика сильно обогащены (до 0,05-6,10⁻³%) вулканогенными микроэлементами (Hg, Ag и др.). Установлена общая обогащенность такими элементами, как V, Ni, U, Cu (при увеличении $C_{орг} > 5\%$), что характерно для отложений доманика Урало-Поволжья. Следует отметить, что окремнелость пород проявляется как в образцах с высокими значениями NO, так и в сильнокарбонатных породах.

Высоким содержанием кремнезема и пониженными значениями Al_2O_3 объясняется большая величина молекулярного отношения SiO_2/Al_2O_3 , пределы колебаний которой весьма велики. Данные значения указывают на присутствие в NO свободного, не входящего в алюмосиликаты кремнезема, что подтверждает сильное окремнение пород, характерное для депрессионных зон.

Имеющийся материал свидетельствует о высокой окремнелости NO доманикоидных карбонатных отложений, слагающих ККСП, по сравнению с одно-возрастными отложениями на шельфе, где увеличивается глинистость.

Органическое вещество и его битуминозные компоненты в отложениях доманикоидных формаций

Изучению органического вещества в доманикоидных отложениях в последнее время уделяется большое внимание [22, 31, 33, 36, 40]. Вместе с тем степень их изученности неравномерна. Относительно лучше изучены от-

ложения доманиковой формации семилукского и формации доманикоидного типа бурегского горизонта. Вышележащий карбонатный комплекс верхнего девона-турне, представленный доманикоидной фацией, изучен геохимическими исследованиями значительно слабее.

Семилукские отложения в пределах некомпенсированной палеовпадины характеризуются наиболее высоким содержанием ОБ и степенью его битуминизации (β), причем максимальные значения приурочены к кремнисто-глинистым известнякам темной окраски. Анализ распределения ОБ и ХБА по разрезу скважин при массовом отборе проб боковым грунтоносом в осевой части Муханово-Ероховского прогиба ККС показал, что средняя часть семилукского горизонта характеризуется наиболее высокими значениями ОБ и ХБА. Вверх и вниз наблюдается уменьшение этих параметров, что указывает на их перераспределение по разрезу горизонта в связи с процессом эмиграции. К аналогичным выводам по Татарии пришли Г.П.Сверчков, Г.А.Амосов и др. [35].

На перераспределение битумоидов по разрезу указывает также, по мнению Е.С.Ларской и В.И.Тихомирова, различное содержание ХБА при равном содержании ОБ в области как высоких, так и низких значений [22, 36]. Сингенетичный характер битумоида в доманиковой фации семилукского горизонта подтверждается его групповым и элементным составом, характеризующимся высоким содержанием асфальтенов и смол, низким содержанием углерода, водорода и высоким содержанием неуглеводородных компонентов.

В целях сопоставления аналитических данных по отдельным районам Волго-Уральской провинции за верхний предел сингенетичной битуминозности принята β не более 20%. Несмотря на то что в общем плане битумоиды семилукского горизонта характеризуются большим сходством, в отдельных частях некомпенсированной впадины имеются свои особенности, связанные в основном с разнофациальностью осадков, различиями в составе ОБ и степени его катагенной превращенности. Указанные особенности наглядно прослеживаются в приведенных в табл.3 изменениях усредненных значений характерных геохимических параметров ОБ и битумоидов основных геоструктур в границах некомпенсированной впадины.

В юго-восточных районах (Оренбуржье, Куйбышевская область) породы доманиковой фации семилукского горизонта характеризуются невысоким содержанием ОБ и ХБА. Относительно повышенные значения отмечены на юге Бузулукской впадины, где на глубинах более 3000 м степень катагенеза достигает стадии МК₃. В составе низкокипящих УВ преобладают метановые, а среди нефтяных - циклогексановые. Отношение пристан/фитан 0,4-1, в нечетных структур к четным - 0,9-1,1. На всей территории широко развиты следы миграционного битумоида, среднее содержание которого достигает 0,58% при β 38%.

В северном направлении на Татарском своде содержание ОБ, ХБА и значение β значительно возрастают, причем наиболее обогащенные участки тяготеют к Южно-Татарской вершине свода. Здесь в семилукском горизонте

Т а б л и ц а
Содержание и состав синбитумоидов в доманиковых отложениях семилукского горизонта на территории Волго-Уральской провинции (усредненные данные)

Геоструктура	Глубина залегания, м	% на породу		Стадия катагенеза	Состав битумоида ХБА, %			Состав УВ масляной фракции, %			УВ, % на породу	Пристан/фитан	
		ОБ	ХБА		β	масла	смола	асфальтены	метан-нафтен	ароматические			петролейные эфирные смолы
Восточно-Оренбургское сводовое поднятие	2515-2825	5,8	0,6	11,7	МК ₁	24,45	29,9	45,65	38,3	-	61,7	0,446	-
Бузулукская впадина	1890-3390	5,41	0,98	18,1	МК ₁	21,6	36,2	42,2	31,6	34,2	34,4	0,211	0,7
Татарский свод, Мелекеская впадина	1500-1980	12,4	2,20	22,9	МК _{1,2}	15,6	23,8	60,6	28,2	40,1	31,7	0,276	0,41
Бирская седловина, Благовещенская впадина	1600-2850	8,2	1,2	12,8	МК _{1,2}	33,4	26,9	39,2	26,2*	58,5*	15,3*	0,584	0,4
Соликамская впадина	2289-2753	2,7	0,27	10,0	МК _{2,3}	25,0	38,0	37,0	47,6	40,2	12,0**	-	-

* Данные Е.Г.Буровой, Т.П.Жузе, Т.С.Герман.

** Данные В.И.Тихомирова, Е.Г.Буровой.

прослеживается тенденция накопления нейтрального битумоида в разрезах положительных структур, а поокисление битумоида — в отрицательных, что может указывать на перераспределение подвижных компонентов ОБ. Битумоиды в целом содержат мало масляной фракции, много асфальтенов, причем "чистые" асфальтены преобладают над асфальтогенными кислотами, а бензолные смолы — над спиртобензолными (см. табл. 3). Снижение содержания масел и бензолных смол при одновременном накоплении асфальтенов может быть связано с уходом наиболее восстановленных компонентов на этапе первичной миграции.

В составе масляной фракции установлено максимальное содержание петролейно-эфирных смол, низкое отношение метаново-нафтеновых к нафтеново-ароматическим УВ, а также низкое содержание твердых УВ. Среднее содержание ароматических УВ преобладает полиароматика. Отношение пристан/фитан 0,41. Индивидуальный состав УВ метаново-нафтеновой фракции ХБА и сильное отношение пристана к фитану указывают на общность фациальных условий накопления осадков и генетическую общность исходного ОБ.

На территории Башкирии (Благовещенская впадина, Бирская седловина, склон Башкирского свода) осадки доманиковой формации отлагались в восстановительной и восстановительной обстановках. Резкие колебания коэффициента β до 26%, а также наличие жидкого битумоида по трещинам свидетельствуют об интенсивности эмиграционных процессов. В битумоиде нейтральные смолы преобладают над кислотами, а отношение V/Ni 3-5. В составе масляной фракции доминируют ароматические УВ.

В разрезах доманиковой формации Пермского Прикамья максимальные концентрации ОБ характерны для черных битуминозных известняков платформенной части. В пределах Соликамской впадины содержание ОБ по аналитическим данным не более 1%, в петрографических шлифах оно нередко достигает 5-10% [22]; в Быско-Кунгурской и Верхнекамской впадинах соответственно 5,9 и 0,76%. В составе битумоидов отмечается высокое содержание асфальтеново-смолистых компонентов, в составе масел преобладают ароматические УВ. Отношение нечетных структур к четным и пристан к фитану меньше единицы. Металлопорфирины отсутствуют. Обогащение битумоидов смолами, асфальтенами, ароматическими УВ, по-видимому, связано с эмиграцией части парафино-нафтеновых УВ и указывает на определенный характер накопления данных компонентов.

Сопоставляя геохимические параметры битумоидов в породах семилукского горизонта по отдельным районам Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в пределах некомпенсированной палеовпадины, можно отметить определенные закономерности.

Породы содержат высокие концентрации ОБ и ХБА и характеризуются высокими значениями коэффициента β . Наиболее высокие значения этих параметров установлены на территории Южно-Татарского свода, в Благовещенской впадине и на других геоструктурах Башкирии в пределах некомпенсированной палеовпадины. В аналогичных отложениях Куйбышевско-Оренбургского Заволжья и Пермского Прикамья значения данных параметров заметно ниже, что указывает на менее благоприятные условия НГО.

В качественном отношении ОБ в отложениях доманиковой фации относится к сапропелевому типу с отдельными вариациями в его составе коллоидной, дисперсной, доманикоидной, перемещенной составляющих и находится на стадиях катагенетической превращенности МК₁-МК₃, наиболее благоприятных для сапропелевого типа ОБ.

В связи с неравномерным распределением ОБ, ХБА и различной степенью катагенеза в пределах некомпенсированной впадины семилукского горизонта отмечается зональность в генерации УВ с высоким генерационным потенциалом и широким развитием процессов миграции и эмиграции битумоидов.

Для битумоидов доманиковой формации семилукского горизонта характерно высокое содержание асфальтенов, преобладание спиртобензолных смол над бензолными и невысокое содержание масел.

В составе углеводородов масляной фракции преобладает ароматика. Колебания в содержании метаново-нафтеновых и ароматических УВ в отдельных регионах Волго-Уральской провинции являются отражением вариаций в микрокомпонентном составе сапропелевого ОБ. Выход низкокипящих УВ (фракция НК 150°C) находится в зависимости от содержания ОБ и стадии его катагенной преобразованности.

Отношение пристан/фитан, соотношение нечетных и четных гомологов n-алканов для всех изученных районов Волжско-Камской антеклизы имеют близкие значения, что указывает на близость фациальных условий, однотипность исходного ОБ и достаточно глубокую его преобразованность на всем протяжении некомпенсированной впадины.

Доманикоиды вышележащей бурегско-заволжской толщи приурочены к осевым частям прогибов ККС. Сохраняя облик доманиковых фаций, данные породы характеризуются существенно более низким содержанием органического вещества и битумоида по сравнению с семилукским горизонтом, что существенно снижает их нефтегенерационный потенциал.

В бурегском горизонте Муханово-Ероховского прогиба нефтепроизводящие свойства доманикоидов более отчетливо проявляют себя в западной части прогиба (ОБ 3,2%, ХБА 0,45%, β 14,2%), где установлены многочисленные следы миграции в виде аллохтонных битумоидов.

В Усть-Черемшанском и Нижнекамском прогибах (Татария) выделяются две зоны: центральная, соответствующая депрессионной фации, представленная нацело отложениями доманикоидного типа, и восточная, где доманикоиды перемежаются с осветленными известняками и доломитами. Наиболее высокие концентрации ОБ и ХБА установлены в восточной прибортовой зоне (ОБ 2,8%, ХБА 0,64%, β 23,09%). Породы указанных прогибов содержат мало масел (17,8%) и большое количество асфальтенов (47,8%). Отношение пристан/фитан 0,41. Постоянство этого отношения указывает на близость фациальных условий осадконакопления и сходство характера исходного ОБ. Отношение нечетных структур к четным в среднем 1,03, что свидетельствует о достаточно глубоком катагенном преобразовании.

В осевой части Актаныш-Чишминского прогиба содержание ОБ по средним данным 2,3%, ХБА — 0,45 и β — 19,6%. По составу битумоиды сходны с

битумоидами Муханово-Ероховского прогиба. В элементном составе отмечается повышенное содержание углерода (79-81%). Содержание гетероэлементов и отношение С/Н близки соответствующим значениям для битумоидов семилукского горизонта. Сходство характера распределения УВ в битумоидах осевой зоны Актаныш-Чишминского прогиба и доманиковой фации семилукского горизонта указывает на однотипность состава сапропелевого ОВ.

Доманикоиды бурегского горизонта на территории Пермского Прикамья (Шальмский прогиб, Соликамская депрессия, Быско-Кунгурская впадина) характеризуются более низкими концентрациями ОВ и ХБА. По средним данным, %: ОВ 1,79, ХБА 0,25, β 14. Степень катагенеза МК₁.

Сопоставляя геохимические параметры доманикоидной фации бурегского горизонта в отдельных прогибах ККС, можно отметить, что относительно более высокие концентрации ОВ и ХБА приурочены к осевым зонам Муханово-Ероховского и Актаныш-Чишминского прогибов. Выход масляной фракции 30-40%. В Усть-Черемшанском прогибе при сравнительно высоком содержании ОВ и ХБА выход масляной фракции не превышает 17,8%.

Несмотря на некоторое облегчение состава битумоида в осевых зонах ККС бурегского горизонта по сравнению с битумоидами доманиковой фации семилукского горизонта, он остается тяжелым с преобладанием смолисто-асфальтовых компонентов, а в составе масляной фракции - ароматических УВ.

Углеводородный состав масляной фракции в отдельных прогибах ККС имеет большое сходство. В составе масляной фракции содержится вся гамма УВ с относительно высоким содержанием низкомолекулярных, среди которых преобладают парафиновые нормального строения.

Характер распределения УВ в отложениях бурегского горизонта в осевых зонах прогибов также близок к распределению УВ в отложениях доманиковой фации семилукского горизонта, с той лишь разницей, что в бурегском горизонте отмечается больше парафиновых УВ. Последнее может быть связано с менее интенсивным развитием эмиграционных процессов в этом горизонте по сравнению с отложениями доманиковой фации семилукского горизонта.

Отложения формации доманикоидного типа верхнефранского возраста (воронежский, евланово-ливенский горизонты), фаменского яруса и заволжского горизонта турнейского яруса сосредоточены в осевых зонах ККС.

Геохимические параметры ОВ и ХБА в отложениях указанной толщи характеризуются близкими количественными показателями и обнаруживают в площадном отношении те же закономерности, которые детально описаны для бурегского горизонта.

Наиболее благоприятные условия для преобразования ОВ в углеводороды имели место в Муханово-Ероховском и Актаныш-Чишминском прогибах. В то же время из-за низких значений ОВ и ХБА в этих отложениях процессы НГО, в особенности в фаменском ярусе, были значительно ослаблены. Во избежание повторений геохимическая характеристика органических составляющих в

отдельных прогибах дается в целом для всей толщи доманикоидной формации верхнефранско-фаменского возраста.

В осевой зоне Муханово-Ероховского прогиба в отложениях воронежско-евлановской толщи по средним данным, %: ОВ 3,57, ХБА 0,31, β 9,8; в фаменском ярусе: ОВ 0,67, ХБА 0,09, β 13. Степень катагенной преобразованности ОВ достигает стадии МК₂. Компонентный состав битумоидов имеет большое сходство как по составу УВ, так и по выходу масляной фракции (36,2-37,5%). В связи с низким содержанием ОВ в породах фаменского яруса выход УВ в процентах на породу составляет 0,03 против 0,11 в воронежско-евлановской толще. По всему разрезу в осевых и бортовых участках прогиба отмечается широкое развитие аллохтонных битумоидов с аномально высокими значениями β , достигающими нередко 70-90%, что указывает на перемещение наиболее подвижных компонентов из осевой зоны прогиба к его бортам.

В отличие от Муханово-Ероховского прогиба в Нижнекамском прогибе отложения воронежско-евлановского горизонта характеризуются более низкими значениями, %: ОВ в среднем не превышает 1,94, ХБА - 0,24, β - 15,4, но отношение кислые/нейтральные (К/Н) во всех разрезах меньше единицы, что свидетельствует о благоприятных условиях битуминизации ОВ. Обращает на себя внимание низкое содержание масел (18,1%). Содержание УВ в процентах на породу почти в 2 раза ниже (0,04), чем в аналогичных отложениях Муханово-Ероховского прогиба. В фаменском ярусе осевой зоны Нижнекамского прогиба содержание ОВ несколько выше (2,7%), а отношение К/Н больше единицы, что указывает на ухудшение условий преобразования ОВ и накопления нейтральных компонентов вверх по разрезу. В составе УВ в пределах всей толщи отмечается высокое отношение моноароматики к полиароматике и высокое содержание петролейно-эфирных смол. Отношение метан-нафтеновые/нафтен-ароматические (МН/НА) УВ 0,59-1,03, пристан/фитан (П/Ф) 0,18-0,47. Более постоянна величина отношения нечетные/четные (НЧ/Ч) - 0,97-1,06.

В Актаныш-Чишминском прогибе отложения доманикоидной формации верхнефранского подъяруса характеризуются средним содержанием, %: ОВ 1,53, ХБА 0,1, β 6,7; фаменского яруса - ОВ 3,5, ХБА 0,4, β 3,9. Степень катагенеза соответствует стадии МК₁. В составе битумоидов (в отличие от битумоидов бурегского горизонта) отмечается некоторое увеличение масел, уменьшение содержания асфальтенов, особенно смол. В последних бензолные смолы преобладают над спиртобензольными. Углеводороды имеют более парафинистый состав, что может быть связано с менее интенсивным развитием миграционных процессов в верхнефранско-фаменской толще.

В Пермском Прикамье в разрезах осевой зоны Шальмского прогиба в верхнефранско-фаменской толще содержание ОВ не превышает 2,5%, ХБА - 0,17, β 6,5%. Степень катагенеза ОВ достигает стадии МК₁ и повышается в северо-восточном направлении. В групповом составе ХБА отмечается снижение содержания асфальтенов до 19,7-15% в фаменском ярусе. В масляной фракции верхнефранского подъяруса доминируют ароматические УВ (45%), метаново-нафтеновые составляют 34%. В битумоидах фаменского

яруса наблюдается снижение асфальтенов, увеличение смолистости при сохранении уровня масляной фракции (34–40%), в которой преобладают метаново-нафтеновые УВ (41–49%).

В аналогичных геохимических условиях находятся отложения доманикоидной фации заволжского горизонта. По количественным показателям и качественному составу они хорошо сопоставляются с битумоидами фаменского яруса в осевых зонах ККСП.

По всем геохимическим параметрам отложения заволжского горизонта в осевой части прогибов могут быть признаны нефтегенерирующими, что также подтверждается широким развитием аллохтонных битумоидов в осевой и бортовых зонах прогибов. Вместе с тем вверх по разрезу доманикоидной формации условия для новообразования нейтральных битумоидов заметно ухудшаются, о чем свидетельствует отношение К/Н, изменяющееся от 0,98 в отложениях верхнефранского подъяруса до 2,9 в заволжском горизонте.

Изложенный материал по содержанию и составу синбитумоидов доманикоидной формации – от семилукского до заволжского горизонта – позволяет в обобщенном виде сформулировать следующие положения.

Максимальное накопление ОВ и ХБА происходило в некомпенсированной глубоководной палеовпадине семилукского времени. Выше по разрезу содержание ОВ и ХБА примерно в 10 раз ниже, причем снизу вверх отчетливо проявляется тенденция снижения содержания ОВ, ХБА, битумоидного коэффициента, повышения отношения К/Н, что, по-видимому, отражает ослабление нефтегенерирующих способностей пород.

Битумоиды доманикоидных фаций в осевых частях ККСП по сравнению с доманиковой фацией семилукского горизонта содержат больше масел, больше смол и меньше асфальтенов. В составе масляной фракции увеличивается содержание парафиновых с тенденцией роста вверх по разрезу. Такой характер изменений может быть связан с меньшей интенсивностью эмиграционных процессов или с притоком парафиновых УВ из нижележащих отложений.

Характер распределения битумоидов, большой разброс битумоидного коэффициента и содержания ХБА в разновозрастных и однофациальных породах, залегающих на одних и тех же глубинах, указывают на широкое развитие процессов перераспределения битумоидов в пределах доманикоидной формации семилукско-заволжской толщи [17]. Стадии катагенеза пород соответствуют градациям ПК₃-МК₃, что свидетельствует о вступлении основной их части в главную фазу нефтеобразования в платформенной части региона.

По всей толще пород доманикоидной формации выявлено сходство в составе УВ и характере их распределения, что указывает на генетическую общность, обусловленную единством условий формирования данных отложений и общностью состава ОВ сапропелевого типа.

В пределах всего разреза установлены преобладание фитана над пристаном, а также стабильность отношения пристан/фитан, что подтверждает генетическое единство исходного ОВ и близости фациальных условий его

преобразования. Близкие соотношения молекул n-алканов с нечетным и четным числом атомов углерода указывают на сапропелевый тип ОВ и достаточно глубокое его преобразование.

Коллекторские свойства отложений доманикоидных формаций и пути совершенствования их изучения промышленной геофизикой

В пределах некомпенсированной палеовпадины семилукского (доманикового) бассейна коллекторские свойства пород во многом определяются литолого-фациальным составом отложений. В палеодепрессиях, на месте которых впоследствии сформировались прогибы ККС и которые представлены сланцево-карбонатно-кремнистыми осадками [25], развиты в основном трещинные и трещинно-каверновые коллекторы весьма низкой емкости. Нередко они вовсе отсутствуют. Так, в палеодепрессии соответствующей осевой части Нижнекамского прогиба на территории Восточной Татарии выделена полоса отсутствия коллекторов.

Породы-коллекторы Актаныш-Чишминской палеодепрессии (Башкирия) представлены известняками, в основном пелитоморфными, и разнозернистыми доломитами. Породы сильнотрещиноватые, в матрице и по ходу трещин встречены поры выщелачивания и мелкие каверны. Углубленная характеристика пород-коллекторов семилукского и бургского горизонтов Башкирии получена с помощью больших шлифов, изготовленных Л.П.Гмид (ВНИГРИ). Такие шлифы позволяют установить минеральный состав породы, структурно-текстурные особенности, геометрию пустотного пространства, постседиментационные процессы. На рис.6,а показана фотография большого шлифа из семилукского горизонта на Подымаловской площади. В табл.4 дана развернутая характеристика результатов описания шлифов.

Кремнисто-карбонатный литофациальный подтип семилукского горизонта, отвечающий менее глубоководным условиям некомпенсированной впадины, развит между палеодепрессиями и к западу от них. На территории Татарии данный подтип занимает значительную часть Альметьевской вершины Южно-Татарского и юго-восточный склон Северо-Татарского свода.

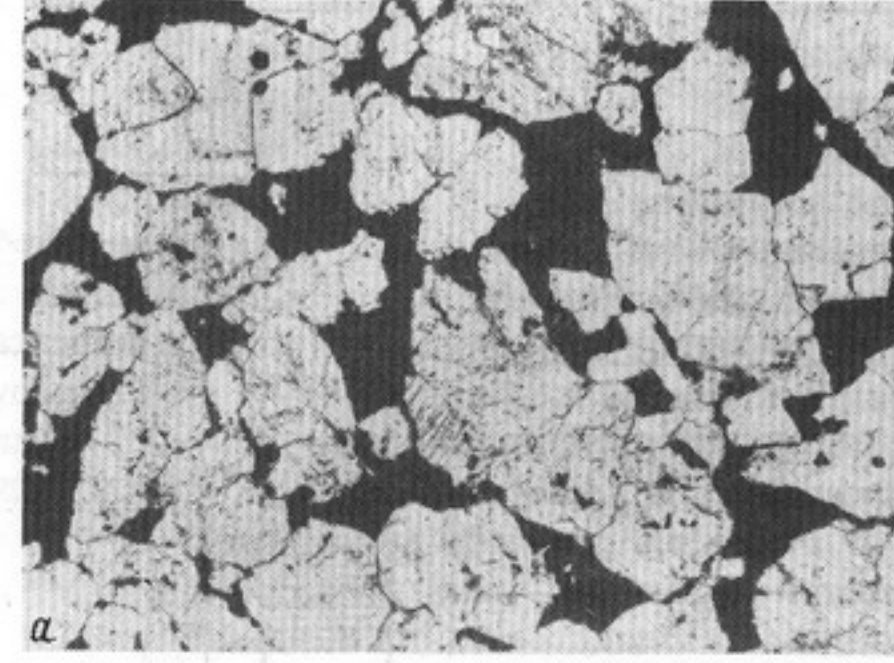
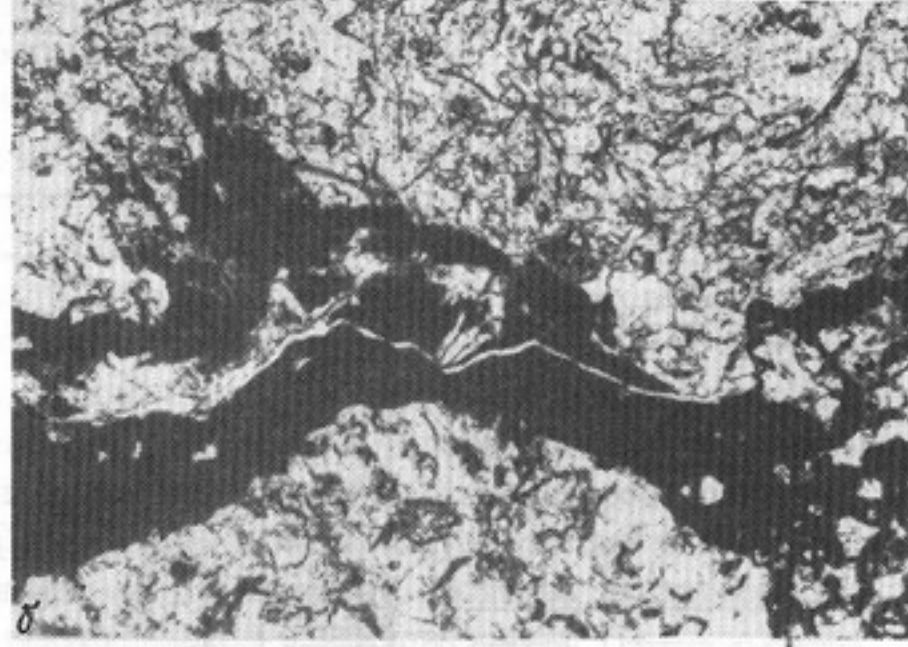
Коллекторы этого подтипа в основном трещинно-поровые, средней и низкой емкости. На Южно-Татарском своде в разрезе семилукского горизонта выделены три пласта-коллектора с общей эффективной мощностью I–10 м. Открытая пористость, по лабораторным данным, 0,8–10%, трещинная проницаемость $18,2+184 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Покрышкой для нижнего пласта (D_{3dm_3}) служат битуминозные глинистые известняки и сланцы мощностью 10–15 м. Верхний пласт (D_{3dm_1}) перекрыт плотными известняками бургского горизонта (рис.7).

Кремнисто-карбонатный литофациальный подтип семилукского горизонта прослеживается широко на территории Башкирии: в Бирской седловине, Благовещенской впадине, на южном склоне Башкирского и восточном склоне Татарского свода. Породы битуминозные, слабокремнеистые (до 10%) и глинистые (менее 5%). Среди них развиты коллекторы порово-трещинного типа, которые прослеживаются по всему семилукскому горизонту, но глав-

Литолого-коллекторские свойства пород доминирующих формаций по данным больших шлифов для Благовеценской впадины

Номер скважины образца	Интервал отбора, м	Горизонт	Литология	Примеси, %		Открытые трещины		Тст	Пористость по шлифам				
				гли-нис-тне	пи-рит	ТО, I/м	КТ, 10 ⁻³ МКМ ²		м _ш (о)	м _ш (б)	м _ш по ТО		
56 I	2040,8-2054,8	Семилукский	Кремнисто-карбонатная порода	Подымаловская площадь		2-3	10	37	3,5	-	2,3	I3-I5	I,5
				Известняк тентакулитовый		5-10	5	35	3,2	-	2,0-2,5	I5,0	0,5-I,0
				Кремнисто-карбонатная битуминозная порода		3-5	20	28	2,5	-	I,0-I,5	I2	0,5
II 6	1997-2062	Бурегский	Известняк органогенный	Канашская площадь		3-5	3,0	35	3,2	I20	I,5-2,0	8	0,5-I,0
				Известняк тентакулитовый		3,0	5,0	15	1,3	-	0,5	I0-I5	-
				Карбонатно-кремнистая битуминозная порода		5,0	10,0	37	3,5	-	2,3	I5	I,0-I,5

Примечание. ТО - объемная плотность трещин открытых; КТ - трещинная проницаемость; Тст - объемная плотность стилолитов; м_ш(о) - открытая пористость по шлифам; м_ш(б) - пористость битумная по шлифам; м_ш по ТО - вторичные поры выщелачивания, развитые вдоль открытых трещин.

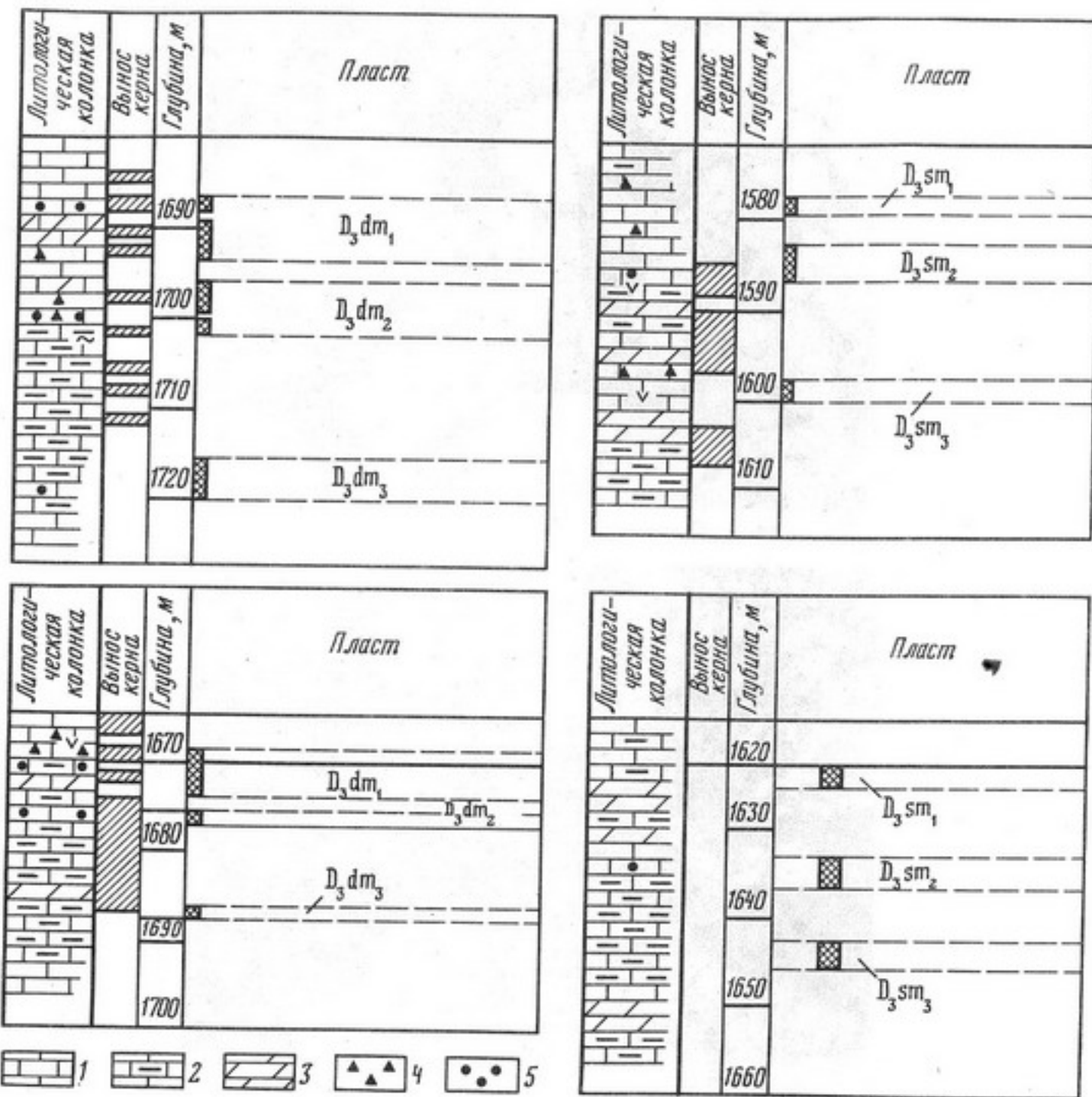


Р и с. 6. Большие шлифы образцов пород

а - Подымаловская площадь, семилукский горизонт, скв. 56, интервал отбора 2048,8-2054,8 м, известняк крупнозернистый с реликтовой тентакулитовой структурой, битум черного цвета во вторичных порах перекристаллизации и выщелачивания; б - Канашская площадь, бурегский горизонт, скв. II, интервал отбора 1987-2002 м, известняк тентакулитовый, интенсивно перекристаллизованный, открытая горизонтальная трещина выполнена черным глинисто-битуминозным веществом внутри стилолита бугорчатой формы

ным образом приурочены к его кровле, где они нередко гидродинамически связаны с коллекторами бурегского горизонта. В платформенной Башкирии выделено 9 пластов-коллекторов мощностью 0,4-6 м, эффективная емкость которых не превышает 2-3%.

В Предуральском прогибе коллекторы чисто трещинного типа развиты по всему разрезу семилукского горизонта. По данным ГИС, их средняя емкость не превышает 0,5%. На относительно приподнятых участках некомпенсированной семилукской впадины (Шкапово-Белебеевский палеосвод) от-



Р и с. 7. Пласты-коллекторы в семилукско-бурегских отложениях на территории Татарии по И.А.Антропову, Ф.Х.Горбачук, Г.И.Мартыненко

I - известняк; 2 - известняк глинистый; 3 - мергель; 4 - кремне-не; 5 - нефтеводопроявления

лагались кремнисто-карбонатные породы с прослоями мелководных органических образований. Породы в различной степени перекристаллизованы и доломитизированы. Плотность трещин 15-38 I/м. Более значительна плотность стилолизации - 27-150 I/м. Ширина трещин 15-20 мкм, открытая пористость 0,5%, проницаемость $1,3-3,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². В структуре порового пространства органических известняков развиты поры выщелачивания размерами 0,15-10 мкм, встречаются мелкие каверны. Эффективная емкость органических известняков составляет в среднем 10-15% от общей пористости.

На территории Пермской области коллекторы в отложениях семилукского горизонта, представленного переслаиванием типичных пород доманиковой фации со слабобитуминозными и небитуминозными известняками и доломитами слабокремневыми, имеют открытую пористость до 11-12%. Коллекторские свойства в пределах развития глинисто-кремнистой фации резко ухудшаются. Открытая пористость уменьшается до 3-5%. В пределах палеодепрессий, соответствующих Юрзано-Сылвенской и Соликамской впадинам, коллекторы практически не обнаружены. В целом из 388 образцов керна породы-коллекторы установлены в 30 образцах. С.И.Ваксманом приведены сведения об относительной значимости постседиментационных процессов в формировании коллекторских свойств доманикоидов. В породах семилукского горизонта максимальное развитие имеют процессы, отрицательно влияющие на коллекторские свойства (битуминизация, глинизация, окремнение и др.), в то время как положительно действующие процессы (выщелачивание, перекристаллизация и др.) превалируют в горизонтах доманикоидной формации бурегско-турнейского комплекса.

На юго-востоке региона, в пределах Муханово-Ероховского прогиба ККС, коллекторские свойства семилукского горизонта изучены весьма слабо, в основном по данным ГИС (стандартный каротаж, ГК, НГК). После внесения поправок за глинистость и битуминозность значения открытой пористости не превышают 3-6%. Крайне низкие коллекторские свойства находят подтверждение в практическом отсутствии притоков при опробовании семилукского горизонта.

Резюмируя, можно отметить, что доманиковая формация семилукского горизонта характеризуется весьма низкими коллекторскими свойствами. Относительно повышенная емкость пород-коллекторов (открытая пористость) приурочена к кремнисто-карбонатной литофации с прослоями органических пород. Повышенные фильтрационные свойства характерны для участков с интенсивной тектонической трещиноватостью (Предуральский прогиб).

Нижняя часть верхнефранско-турнейской доманикоидной формации - бурегский (мендымский + самсоновский) горизонт имеет меньший ареал распространения, чем семилукский, поскольку отложения доманикоидного типа в это время концентрируются в палеогибях ККС, причем основное сокращение территории развития доманикоидной формации произошло в позднебурегское (самсоновское) время. Доманикоиды бурегского горизонта отличаются от семилукских пониженной битуминозностью, повышением роли процессов выщелачивания в формировании полезной емкости коллекторов.

На территории Восточной Татарии доманикоидные отложения бурегского (мендымского и самсоновского) горизонта широко развиты на склонах Южно- и Северо-Татарского сводов, обращенных к Нижнекамскому прогибу ККС. В разрезе выделяются три пласта-коллектора. Наиболее выдержан нижний пласт. Суммарная эффективная мощность пластов от 1-6 до 9-13 м, открытая пористость 0,4-15,9%, проницаемость не превышает $4 \cdot 10^{-3}$ мкм². Пласты-коллекторы сложены пелитоморфными, окремнелыми, неравномерно

глинистыми известняками. Местами развиты известняки и доломиты биогермного происхождения. Породы сильнотрещиноватые. Ширина трещин 15–30 мкм, объемная плотность эффективных микротрещин 62–628 л/м, трещинная проницаемость $0,7 \div 110 \cdot 10^{-3}$ мкм². Встречаются поры выщелачивания, нередко выполненные глинистым веществом.

Доманикоидные фации бурегского горизонта широко распространены в Бирской седловине и Благовещенской впадине на территории Башкирии, а также в Бельской депрессии Предуральяского прогиба. Наиболее типичные породы этой фации приурочены к осевой части Актаныш–Чишминского прогиба. Основную роль в качестве коллекторов играют органогенные и органогенно-детритовые известняки и разномерные доломиты.

В формировании коллекторских свойств большое значение имеют трещиноватость пород и стилолизация. Плотность трещин в среднем 20–25, стилолитов – 100–200 л/м, трещинная пористость не превышает 0,03%, проницаемость – $2,5 \div 3 \cdot 10^{-3}$ мкм². В доломитах бурегского горизонта отмечены вторичные поры, сформировавшиеся на стадии диагенетической доломитизации и эпигенетической перекристаллизации. Поры размером 0,2–0,5 мм нередко заполнены жидкой нефтью. Полезная емкость доломитов обусловлена в основном порами данного типа (см. рис. 6, б).

В разрезе бурегского горизонта на территории платформенной Башкирии выделяется от I до 9 прослоев коллекторов мощностью от 0,4 до 7 м. Их нефтенасыщенная мощность не превышает 4 м. На площадях Предуральяского прогиба, где развита интенсивная тектоническая трещиноватость, эффективная толщина коллекторов охватывает весь разрез. Судя по результатам опробования, продуктивность доманикоидов бурегского горизонта заметно выше, чем семилукского.

На территории Пермской области в пределах Верхнекамской впадины породы бурегского горизонта характеризуются повышенной глинистостью, доломитостью, уменьшенной битуминозностью. Их коллекторские свойства невысоки: пористость 4,8%, проницаемость менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². Еще ниже пористость на опробованных площадях Бымско–Кунгурской впадины, а в пределах Юрзано–Сылвенской и Соликамской депрессий породы-коллекторы в разрезе бурегского горизонта не обнаружены.

В осевой части Муханово–Ероховского прогиба (Куйбышевская область) породы бурегского горизонта, представленные кремнисто-глинистыми битуминозными известняками, исследовались комплексом методов ГИС, включая ЯМК (ядерно-магнитный каротаж), а также петрофизикой (на центрифуге) и под микроскопом в шлифах, причем образцы керна отбирались боковым сверлящим грунтоносом через 1–2 м проходки. Установлено, что значения общей пористости в 30% образцов превышают 10%, в то время как открытая пористость выше 10% зафиксирована только в 12% образцов. Признаков наличия в разрезе интервалов с подвижными флюидами, по данным ЯМК, не обнаружено.

Доманикоидные отложения воронежского и еваново-ливенско-фаменско-заволжского карбонатных комплексов сосредоточены в осевых частях проги-

бов ККС. Породы-коллекторы, представленные известняками и доломитами депрессионных фаций, развиты спорадически, преимущественно на участках повышенной тектонической трещиноватости. Тип коллектора трещинно-поровый или порово-трещинно-каверновый.

Важное значение в качестве коллекторов приобретают органогенные постройки (одиночные рифы и биогермы), развитые в пределах депрессионных фаций в прибортовых зонах ККСП. Упомянутые геологические тела, хотя и резко отличаются по литологии от доманикоидных фаций, образуют с ними единый формационный ряд с точки зрения условий нефтенакпления [20].

В Актаныш–Чишминском прогибе (Башкирия) депрессионная фация описываемого комплекса представлена органогенно-детритовыми и ступко-комковатыми известняками слабоглинистыми, в различной степени перекристаллизованными. Плотность трещин 30–120 л/м, полезная емкость редко превышает 1–1,5%. Общая мощность коллекторов изменяется от 2,5 до 16,8 м, возрастая к бортам прогиба.

В пределах развития депрессионных отложений Шальмского и Калининского прогибов ККС на территории Верхнекамской и Бымско–Кунгурской впадин коллекторские свойства пород воронежского и еваново-ливенского подъярусов несколько выше – открытая пористость 4,1–5,9% (в Висимской впадине – 7,4–8,7%). На территории Юрзано–Сылвенской впадины коллекторы в разрезе верхнефранского подъяруса не установлены.

Доманикоидные отложения фаменского яруса аналогичны по коллекторским свойствам верхнефранским. Породы сильнотрещиноватые и стилолитизированные, причем отмечено, что на промышленно-нефтеносных участках плотность открытых трещин во много раз превышает значения данного параметра в пустых скважинах. Встречаются вторичные пустоты выщелачивания как в матрице, так и по ходу открытых трещин. Их полезная емкость 1,5–2%.

Породы-коллекторы заволжского горизонта в пределах Актаныш–Чишминского прогиба характеризуются пористостью не выше 5–6%, однако по сравнению с фаменским ярусом доля пористых известняков в заволжском горизонте в диапазоне 2–5% на 10–15% выше. Породы-коллекторы сильнотрещиноватые с плотностью трещин 40–112 л/м. Встречены пустоты выщелачивания, поры и мелкие каверны. Их полезная емкость не превышает 3%.

На территории Пермской области в пределах доманикоидных фаций Верхнекамской, Бымско–Кунгурской и Соликамской впадин пористость пород-коллекторов заволжского горизонта не превышает 2,5–4,5%.

В осевой части Муханово–Ероховского прогиба (Куйбышевская и Оренбургская области) открытая пористость пород заволжского горизонта, по данным стандартной методики ГИС, крайне низка – 1,1%. Однако на ряде площадей (Дмитриевской, Долматовской и др.) получены значительные притоки нефти и конденсата. Поскольку это имело место после СКО, можно предположить, что существенное повышение дебита притока произошло в результате слияния нефтенасыщенных зон трещиноватости матрицы коллектора по искусственно созданным каналам.

Завершая характеристику коллекторских свойств доманикоидных формаций, следует коротко остановиться на органогенных сооружениях, развитых в пределах депрессионных фаций верхнефранско-турнейского возраста, и на контактирующих с ними внутренних бортах прогибов ККСИ. Это в основном одиночные рифы. Рифовые массивы по северо-восточному борту Актаныш-Чишминского прогиба (Таймурзинский, Чермасанский, Новоузыбашевский и др.) характеризуются сложным строением пустотного пространства, в котором участвуют поры, каверны и трещины. Общая мощность коллекторов верхнефранского подъяруса 2,5-16,8 м. В фаменском ярусе в строении пустотного пространства рифогенных сооружений заметно повышается роль пор. Открытая пористость изменяется от 0,5 до 19,5%. Наиболее высокими коллекторскими свойствами обладают прослои доломитов. Общая мощность коллекторов фамена достигает 20 м, увеличиваясь от периферии к центральным частям рифовых массивов.

Группа одиночных рифов, многие из которых нефтеносны, развита среди депрессионных фаций Соликамской впадины. Возраст рифов фаменско-турнейский, иногда франский или франско-фаменско-турнейский. Тело рифов сложено чистыми известняками, неравномерно перекристаллизованными, трещиноватыми, кавернозными. Трещинная пористость (по данным больших рифов) 0,06%, проницаемость $3\pm 4 \cdot 10^{-3}$ мкм², плотность трещин до 70 л/м [8].

Основная полезная емкость сформирована первичными и вторичными породами в матрице: средние значения открытой пористости изменяются от 8,5% (рифы Озерный, Язьвинский) до 13-15% (рифы Маговский, Водораздельный), средняя проницаемость - соответственно от $3,8 \cdot 10^{-3}$ до $70 \cdot 10^{-3}$ мкм². Указанные значения убедительно показывают важную роль рифов Соликамской впадины в формировании нефтяных залежей за счет нефтегенерационного потенциала доманикоидов в данном районе.

Обобщая результаты исследований коллекторских свойств доманикоидных формаций верхнего девона-турне Волго-Уральской провинции, в основу которых положены тысячи определений по образцам керна и диаграммам стандартного каротажа (включая ГК и НГК), можно сделать следующие выводы:

1) коллекторы доманикоидных формаций относятся в своем большинстве к низкоемким ($m < 10\%$), реже к среднеемким ($m = 10-15\%$) и только в единичных случаях к высокоемким ($m > 15\%$). Наиболее низкими коллекторскими свойствами характеризуются породы типичной доманиковой фации семилукского горизонта: высокобитуминозные кремнисто-глинистые известняки и доломиты, сформировавшиеся в наиболее глубоководных частях недокомпенсированных палеодепрессий;

2) доминирующими факторами в улучшении емкостных свойств коллекторов служили постседиментационные процессы: выщелачивание, эпигенетическая доломитизация, иногда перекристаллизация и др. Фильтрационные свойства пород-коллекторов связаны в первую очередь со степенью тектонической трещиноватости. Доманикоидные породы с повышенными коллекторскими свойствами развиты по бортам прогибов ККСИ на склонах Башкирского и Татарского палеосводов, примыкающих к палеопрогинам, а в Предуралье - в се-

верной части Бельской депрессии, где интенсивная тектоническая трещиноватость сформировала коллекторы трещинного типа большой мощности;

3) по разрезу доманикоидных формаций породы с относительно повышенными коллекторскими свойствами приурочены к верхним горизонтам, характеризующимся меньшей степенью битуминозности и окремнения. Особое место занимают одиночные органогенные постройки в пределах депрессионных фаций, обладающие весьма высокими коллекторскими свойствами.

Несмотря на значительный объем исследований коллекторских свойств пород доманикоидных формаций традиционными методами (лабораторные определения в шлифах, стандартные методы ГИС), многие характерные особенности их строения остаются недостаточно выясненными, в частности раздельное определение битуминозности и глинистости, выделение зон трещиноватости, выявление интервалов с признаками присутствия подвижных флюидов и др.

Наиболее сложным для изучения коллекторских свойств компонентом доманикоидных формаций являются отложения семилукского горизонта, представленные кремнисто-глинисто-битуминозными породами. Различные сочетания литологических разностей, особенности емкостных и фильтрационных свойств, большое содержание в них разнородных компонентов определяют низкую эффективность стандартных промыслово-геофизических методов.

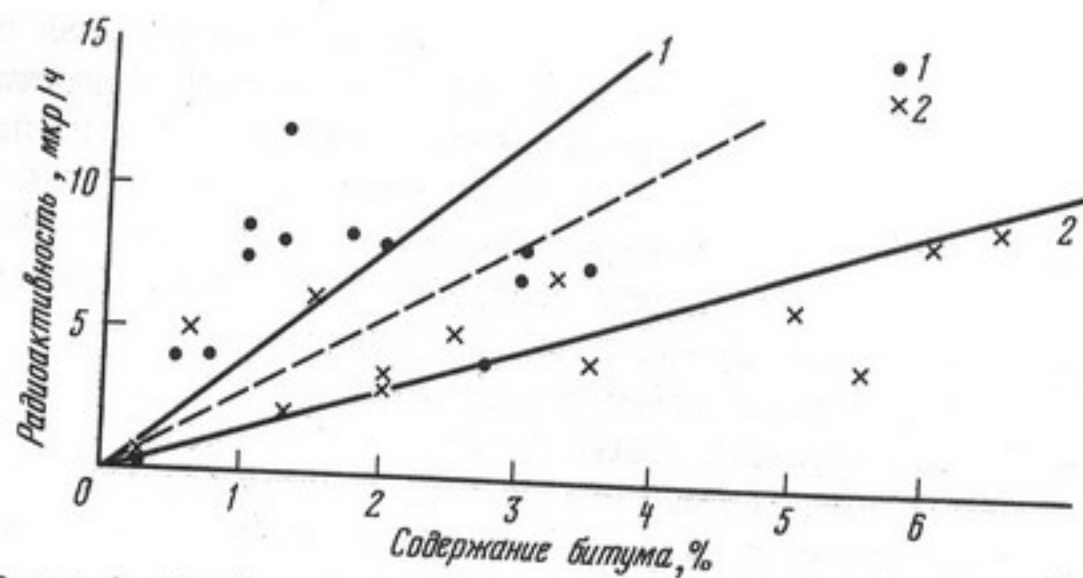
Для выделения "чистых" гранулярных коллекторов в карбонатном разрезе и определения их пористости обычно используются радиоактивные (ГК-НГК), НК, ГТК) и акустические (АК) методы. При этом эффективные интервалы отмечаются по данным микрозондов.

Установление нефтеводонасыщения этих коллекторов в необсаженных скважинах осуществляется методами электрометрии в комплексе ГК и АК. В обсаженных скважинах для данной цели может использоваться метод ИННК.

Для выделения коллекторов в полиминеральных породах комплекс геофизических методов расширяется. Так, при наличии глинистого компонента дополнительно к нейтронным методам привлекается ГК, что позволяет внести поправку в водородсодержание на влияние глинистости, определяемой по данным ГК с использованием корреляционных связей (рис.8).

Если в породе наряду с глиной присутствует твердый битум, его влияние на нейтронные кривые будет адекватно пористости. В то же время битуминозность весьма сильно сказывается на естественной радиоактивности породы (ГК) из-за адсорбции радиоактивных микрокомпонентов на битуме. Поэтому сочетание в доманикитах глинистости и битуминозности при определении уровня радиоактивности ограничивает известные методики оценки глинистости. Как показал анализ, содержание битумов в пластах семилукско-бурегского возраста, рекомендованных к опробованию и испытанным в Татарии с положительным результатом, не превышает 1%. Содержание битума в непродуктивных частях доманика доходит до 12% в Татарии и 8% в Куйбышевской области. Содержание глины не превышает 8,8%.

По результатам сопоставления измеренного в неглинистых образцах содержания битума с радиоактивностью по ГК удалось установить вероятное



Р и с. 8. График соотношения радиоактивности и содержания битума

1 - скв. 77, Южно-Неприковская площадь; 2 - скв. 41, Северо-Маркинская площадь

соотношение между ними. Оказалось, что $J_{ГК}^{мкР/ч} = AC_{бит}$, где $A = 3 \pm 1,5$, причем $A = 4,5$ соответствует доманикитам в осевых частях депрессионных зон, а $A = 1,5$ - отложениям зон вблизи береговой линии.

Учитывая предельное значение глинистости отложений доманика 8,8% и наиболее вероятное значение естественной гамма-активности глин 10 мкР/ч, можно считать, что гамма-активность доманикитов, обязанная глинистости, не превышает $(10 \cdot 8,8)/100 = 0,9$ мкР/ч. Следовательно, процентное содержание в породе битума эквивалентно по гамма-активности 30% глинистости.

$J_{ГК}^{мкР/ч} = C_{гл}/100 + 3C_{бит}$, или $A = C_{гл}/100 + 0,3C_{бит}$, где A - двойной разностный параметр ГК: $A = (J_x - J_{мин}) / (J_{гл} - J_{мин})$.

Из приведенных уравнений следует, что при повышенной гамма-активности доманикитов влиянием глинистости при оценке битуминозности можно пренебречь. При низких значениях влияния битуминозности и глинистости соизмеримы. По данным ПермНИИнефть, в перспективе разделение вкладов глинистости и битуминозности может быть реализовано путем спектрометрии естественного гамма-излучения с выделением U, Th, K.

При оценках коллекторских свойств доманикитов с использованием нейтронных методов влияние на результаты наряду с глинистостью и битуминозностью оказывает содержание некоторых микроэлементов, в частности В. Как показал Е.Я.Поделько (1976 г.), содержание В в доманикитах контролируется их литолого-фациальными свойствами. Кларковое содержание В в чистых светлых известняках 0,001-0,0005%. В черных кремнистых глинистых сланцах содержание В доходит до 0,01%. В кремнистых сланцах, бедных глинистым веществом и богатых SiO₂, В мало. В целом в карбонатно-глинистых отложениях доманика свободная SiO₂ резко снижает общее содержание В в породе, которое зависит не только от количества нерастворимого осадка, но и от его состава, т.е. В связан с глинистой составляющей нерастворимого остатка. Содержание В в нерастворимом остатке 0,01-0,024%.

Между В и C_{орг} в морских отложениях наблюдается прямая зависимость, проявляемая при больших значениях C_{орг} (> 4%). Учитывая, что сечение захвата тепловых нейтронов ядрами В в 2000 раз превышает таковое для водорода, можно оценить эквивалент водородсодержания. Изменение литологии, например переход от чистых известняков к глинистым (C_{гл} > 8%), сопровождается изменением содержания В от 0,0011 до 0,004%. Последнее эквивалентно изменению водородсодержания на 12%. Соответствующее водородсодержание за счет глинизации должно составить 3-4%.

Отсюда следует, что точность определения водородсодержания по данным нейтронных методов без учета этого обстоятельства совершенно неприемлема: значения пористости по НГК будут завышенными. Такая картина действительно имеет место. Так, в скв. 13563 Березовской площади (Татария) пористость предполагаемой продуктивной части доманика по НГК ~ 20%, по керну - 1-20%; в скв. 77 Южно-Неприковской площади (Куйбышевская область) - соответственно 16-18 и 8%. Это различие нельзя объяснить влиянием глинистости по причинам, отмеченным выше (максимальная глинистость в указанных отложениях меньше 9%). Не связаны отклонения и с кавернозностью, отсутствующей в керне.

Следовательно, при установлении значений пористости необходимо привлечение наряду с нейтронным и гамма-методами данных акустического плотностного и ядерно-магнитного каротажей.

Для модели коллектора, состоящей из пор, заполненных флюидом, скелета породы и глин, при использовании методов НК, АК и ГТК можно записывать:

$K_{п}^{АК} = K_{п} + C_{гл}K_1$; $K_{п}^{ГТК} = K_{п} + C_{гл}K_2$; $K_{п}^{НК} = K_{п} + C_{гл}K_3$; где $K_{п}^{АК}$, $K_{п}^{ГТК}$, $K_{п}^{НК}$ - пористость по методам АК, ГТК, НК; $K_{п}$ - пористость глинистого коллектора; $C_{гл}$ - глинистость, отн. ед.; K_1, K_2, K_3 - коэффициенты, учитывающие эквивалентное влияние глинистости.
 $K_1 = (\Delta\tau_{гл} - \Delta\tau_{ТВ}) / (\Delta\tau_{ж} - \Delta\tau_{ТВ})$; $K_2 = (\delta_{ТВ} - \delta_{гл}) / (\delta_{ТВ} - \delta_{ж})$;
 K_3 зависит от содержания воды в глинах; K_1, K_2, K_3 изменяются соответственно в пределах 0,2-1; 0,1-0,2; 0,3-0,5.

Увеличение числа компонентов модели приводит к появлению дополнительных членов и изменению в некоторых уравнениях значений коэффициентов. Так, для доманикитов уравнения дополняются членами вида $C_{бит}K_4$, $C_{SiO_2}K_5$, а значение коэффициента K_3 увеличивается за счет В, содержащегося в глинах, до 0,9-2.

Как показали исследования, доманикоидные коллекторы характеризуются, как правило, низкой и средней емкостью. В этих условиях для прогноза коллекторских свойств важное значение имеет выделение зон трещиноватости, коллекторов трещинно-порового, трещинно-кавернозного, порово-трещинно-кавернозного типов, поскольку эффективная емкость известняков семилукского горизонта обеспечивается вторичными породами выщелачивания, располагающимися вдоль трещин.

Для выделения в доманикитах коллекторов трещинно-порового типа и оценки значений пористости и трещиноватости БашНИИнефть предлагает использовать методику М.С.Перникова, основанную на сравнении удельных

сопротивлений трещиноватой породы (P_{II}) с сопротивлением той же породы, но без трещин (P). Предполагается известным сопротивление фильтра бурового раствора, заполняющего трещины. Недостатки данной методики связаны в первую очередь с низкой точностью измерения больших сопротивлений, которые характерны для доманикитов и пород с низкой пористостью. Кроме того, как правило, данные о сопротивлении фильтра бурового раствора, а точнее, жидкости в зоне проникновения обычно отсутствуют. Таким образом, возможности данной методики ограничены чисто качественной задачей выделения трещинных коллекторов в благоприятных условиях.

Может быть рекомендована методика, основанная на регистрации фазокорреляционных диаграмм при широкополосном низкочастотном акустическом каротаже, а также ЯМК.

Для оценки нефтеносности трещиноватого пласта М.С.Перников рекомендует использовать данные об удельных сопротивлениях на больших зондах БКЗ в сопоставлении с результатами БК с привлечением газового каротажа, шлама грунтов и т.п. Эту же методику, по существу единственную, можно рекомендовать и для указанной цели. Однако, как показывают результаты ее использования в Татарии и Башкирии, эффективность методики низка.

Наиболее реальные результаты по прогнозированию нефтенасыщения доманикитов могут быть получены по методике определения "приточности", применяемой трестом Татнефтегеофизика. Сущность методики состоит в установлении граничных значений относительных параметров НГК, ГК, косвенно характеризующих предельные пористость и глинисто-битуминозность коллекторов.

Приточными являются пласты, относительные параметры которых меньше граничных и, как следствие, расположены в зоне между координатными осями и кривой, связывающей граничные значения относительных параметров. Граничные параметры имеют разные значения для различных районов и должны устанавливаться специальными исследованиями. Так, для трех районов Татарии - северного склона Альметьевской и Кукморской вершин, Ромашкинского месторождения - соответственно $A_{ГК}^{ГР}$ 0,39; 0,27; 0,31; $A_{НГК}^{ГР}$ 0,76; 0,67; 0,75; $K_{II}^{НГК}$ 3,2; 4,2 и 3,3%.

Анализируя граничные значения $A_{ГК}^{ГР}$ с учетом связи битуминозности с показаниями ГК, можно оценить предельные граничные концентрации битумов и глинистости в приточных пластах. Приточными являются пласты, в которых (в %) $I > C_{бит} > 0$, а $8 > C_{гл} > 0$. По-видимому, наиболее характерными для приточных пластов являются промежуточные значения, т.е. приточными являются пласты с низким содержанием битумов и средним содержанием глини.

С целью совершенствования промыслово-геофизического комплекса по изучению карбонатных отложений доманикоидных фаций проведены опытно-методические исследования на площадях Куйбышевской области и Татарии. При планировании опытных работ принимались во внимание: а) обобщенный опыт работы в тресте Татнефтегеофизика по прогнозированию вероятностей притоков из отложений мендыма-доманика на месторождениях Татарии;

б) достижения в области ЯМК по оценке подвижности флюидов, заполнение коллекторов твердым битумом (сложность освоения трещиноватых коллекторов повышает вес ЯМК в оценке перспектив нефтеносности); в) возможности широкополосного низкочастотного акустического каротажа для выделения зон трещиноватости при оценках литологии и установлении фаций, классификации коллекторов; г) петрофизическое обеспечение материалов скважинных исследований.

Опытные работы проводились в скважинах на пяти площадях: Березовской, Черемшанской (Татария), Северо-Маркинской, Неприковской и Западно-Евгеньевской (Куйбышевская область). Они включали проведение исследований доманика расширенным комплексом промыслово-геофизических методов, состоявших (наряду со стандартными методами) из широкополосного АК, ГТК, ЯМК.

Анализ результатов опытных работ в основном подтвердил их обоснованность. Анализ фазокорреляционных диаграмм широкополосного акустического каротажа показал, что отложения доманикового горизонта, как правило, характеризуются наличием наклонных коротких осей синфазности, отождествляемых с трещиноватыми породами и отражениями от трещин, хотя в отдельных скважинах такие зоны отсутствуют или же проявляются не контрастно.

Интенсивность отражений изменяется по глубине. Иногда она затухает к кровле доманика, усиливается или ослабляется в отложениях бурегского горизонта в зависимости от изменения пористости и литофаций. При сопоставлении зон трещиноватости с данными ЯМК в отдельных скважинах (скв.77 Южно-Неприковской площади) они дополнительно могут быть охарактеризованы как зоны с подвижным флюидом, в других (скв.2089 Черемшанской площади) - как зоны, "залеченные" твердым битумом.

В этой связи нельзя не отметить поведение таких характеристик акустических сигналов, как отношение амплитуд продольных волн на различных зондах и отношение амплитуд поперечных и продольных волн. Отложения доманикоидной формации характеризуются большими значениями A_s/A_p , $A_{1p}/A_{2p} = \alpha$, где A_s и A_p - амплитуда поперечных и продольных волн, а α - характеристика затухания продольных волн. Данное увеличение наиболее сильно проявляется в осевых частях депрессионных зон.

Предполагается, что на амплитуды продольных волн наряду с битуминозностью существенное влияние оказывает соотношение битуминозных и "чистых" пропластков. В то же время ожидавшегося резкого уменьшения отношения A_s/A_p в интервалах с предполагаемыми (по ЯМК) открытыми трещинами нами не выявлено.

Оценка вероятности приточности отложений доманика по методике треста Татнефтегеофизика показывает, что во всех исследованных скважинах получение притоков маловероятно.

Учитывая противоречивость полученных данных по приточности, подвижности флюидов и трещиноватости, целесообразно провести опробование ин-

тервалов в скважинах, где зоны трещиноватости проявляются подвижностью флюидов по ЯМК, как это имеет место в скв.77 Южно-Неприковской площади.

В процессе обработки и анализа данных комплексных измерений важное значение имеет оценка литологического состава доманикитов. Данная задача сопряжена с решением системы уравнений. Для записи уравнений необходимы априорные сведения о составе пород, представляющие собой литологическую модель. Для доманикитов принята следующая модель: отложения состоят из кальцита $CaCO_3$, кремнезема SiO_2 , глины, представленной гидро-слюдами, твердого битума и пор, заполненных флюидом.

С учетом комплекса методов и модели можно записать:

$$1) P_{ГТК} = K_{П} + 2,7I C_{CaCO_3} + 2,69 C_{SiO_2} + 2,2 C_{ГЛ} + C_{бит};$$

$$2) \Phi_{НГК} = K_{П} + 0,0 C_{CaCO_3} - 0,035 C_{SiO_2} + 0,4 C_{ГЛ} + C_{бит};$$

$$3) \Delta t_{АК} = 620 K_{П} + 156 C_{CaCO_3} + 182 C_{SiO_2} + (250-100)C_{ГЛ} + 500 C_{ГЛ};$$

$$4) I = K_{П} + C_{CaCO_3} + C_{SiO_2} + C_{ГЛ} + C_{бит};$$

$$5) J_{ГК} = C_{ГЛ}/10 + 3 C_{бит}.$$

Коэффициенты в уравнениях определяются плотностью скелета компонентов (1), эквивалентным водородсодержанием (2), скоростью продольных волн в матрицах компонента (3), уравнение (4) определяется материальным балансом системы, уравнение (5) - эмпирическим соотношением между $J_{ГК}$ и содержанием в породе глины и битума.

Решение указанной системы уравнений, как правило, сопряжено с определенными трудностями, вызванными погрешностями измерений и моделирования. В.Г.Овчинников путем сингулярного разложения матрицы системы разработал алгоритм повышения устойчивости решения, нахождения наиболее вероятных значений содержания компонентов. Составленная на основе этого алгоритма программа обработки данных на ЭВМ СМ использована при анализе результатов исследований по скв.4I Северо-Маркинской площади.

По результатам обработки содержание компонентов в отложениях доманика по скв.4I Северо-Маркинской площади изменяется в пределах, %:

$$K_{П} \rightarrow 5+15, C_{CaCO_3} > 57+58, C_{SiO_2} \rightarrow 29+30, C_{ГЛ} \rightarrow 1+7, C_{бит} \rightarrow 2+4,$$

что хорошо увязывается с данными геохимии.

В результате анализа состояния и возможностей использования промышленно-геофизических методов для литологического расчленения, выделения коллекторов, определения их типа, оценки нефтеводонасыщения и трещиноватости в отложениях доманиковой формации установлено следующее:

1) известный арсенал технических средств промышленной геофизики и комплекс разработанных методик позволяют решать большинство поставленных задач, из которых наиболее сложной является установление кондиционности выделенных и идентифицированных объектов; 2) для выдачи обоснованных рекомендаций на опробование перспективных интервалов рекомендуется произвести переинтерпретацию промышленно-геофизических материалов на старых площадях с учетом граничных значений ГК и НГК, полученных в

тресте Татнефтегеофизика, и с учетом методики оценки глинистости и битуминозности, изложенной выше.

На новых площадях рекомендуется исследование доманикитов расширенным комплексом методов, включающим БК, МБК, ГТК, ЯМК, АКН, ГК, НГК с обработкой данных по методике БашНИПИнефть и ВО ИГиРГИ. В процессе опробования доманикитов должны быть уточнены возможности и ограничения методов, а также значения граничных геофизических параметров.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ДОМАНИКОИДНЫХ ФОРМАЦИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ Нефтегенерационный потенциал доманикоидных формаций

Основное место в разрезе доманикоидных девонско-турнейских отложений с точки зрения выделения нефтематеринских толщ занимают глинисто-кремнисто-карбонатные отложения доманиковой фации семилукского горизонта, значительно обогащенные органическим веществом.

По мнению многих исследователей, карбонатные и карбонатно-глинистые породы содержат обычно сапропелевое вещество, богатое углеводородными компонентами, и благодаря слаборазвитой адсорбции они легче отдают подвижную часть битумоидов по сравнению с глинистыми породами, а процессы литификации и перекристаллизации задерживают присутствующие битумоидные вещества.

В настоящее время работами [4, 22, 31-33, 35] обосновано исключительное значение доманиковых и доманикоидных пород в качестве нефтегенерирующих, с которыми связана главная часть всей нефтенасыщенности палеозойского разреза. Группа исследователей (Г.П.Сверчков и др. [35], Р.С.Сахибгареев [34]) к числу основных нефтепроизводящих типов пород, кроме глин, мергелей и глинистых алевролитов, содержащих РОВ и достигших среднелиннопламенной и более высоких стадий катагенеза, относят также преимущественно кремнисто-карбонатные породы доманика и доманикоидных фаций вышележащих горизонтов верхнефранско-турнейского возраста. Карбонатные породы с низким содержанием РОВ (менее 0,3%) из числа возможно нефтепроизводящих пород исключаются.

В отличие от терригенных толщ, для которых нефтепроизводящие свойства учитываются только при условии преобразованности РОВ не ниже 75 ед. 10^{Ra} (по отражательной способности витринита), отложения доманика и доманикоидной формации рассматриваются в качестве нефтепроизводящих по всей площади их развития, так как ОВ в них повсюду достигло необходимой зрелости. Этому способствовали относительно высокая концентрация РОВ, тепло, вносимое гидротермами, гидрофобизация пород, благоприятные условия для сохранения углеводно-белковых компонентов.

Учитывая более низкую по сравнению с глинами сорбционную способность пород доманикового типа за счет присутствия карбонатного материала и длительности в уплотнении пород, что связано с наличием значительных количеств битуминозных веществ, облекающих зерна кальцита, можно допустить возможность частичной эмиграции УВ уже на ранних этапах литогенеза. Такого мнения придерживаются в своей работе К.Р.Чепиков, Е.П.Ермо-

лова и Т.Т.Серода [40], которые на основании изучения доманиковых отложений Северной Башкирии пришли к выводу, что процесс миграции битума в карбонатных породах доманикового и в меньших масштабах мендымского горизонта является непрерывным начиная со стадии диагенеза. К этой точке зрения присоединяется Р.С.Сахибгареев [34].

Последующие катагенетические процессы до некоторой степени запечатлели в отложениях доманика битум и ослабили его способность к передвижению. Тем не менее возникновение трещиноватости в периоды активизации тектонических движений сопровождалось нарушением замкнутости системы битумсодержащих пород и представило реальную основу для миграционного перераспределения с образованием микро- и макроскоплений нефти.

В качестве показателей генетической связи между нефтями и битумоидами, согласно многочисленным последним публикациям, можно использовать соотношения изопреноидов (C_{19} и C_{20}), а также отношение их суммы к сумме нормальных алканов - C_{17} и C_{18} .

В работе В.И.Данилова, В.А.Беллеровой [16] приведены данные по составу углеводородного состава нефтей и битумоидов из доманиковых пород, свидетельствующие об их генетической связи. В.А.Беллеровой также установлены закономерные различия, обусловленные эмиграционными процессами. Так, по ее данным, доля n-алканов $C_{21}-C_{25}$ в нефтях выше, а более тяжелых $C_{25}-C_{35}$ ниже, чем в ОБ пород.

Важно также привести материалы, полученные группой исследователей ИГиРГИ, по установлению геохимической связи нефтей с ОБ палеозойских отложений Пермского Прикамья [42], имеющих четкую территориальную геологическую приуроченность. Нефти Соликамской впадины коррелируются с битумоидами "доманиковых фаций" среднего и верхнефранского возрастов в осевых зонах некомпенсированных прогибов, а показатели нефтей востока Косьюинско-Чусовской седловины сходны с показателями битумоидов терригенных ниже- и среднедевонских отложений.

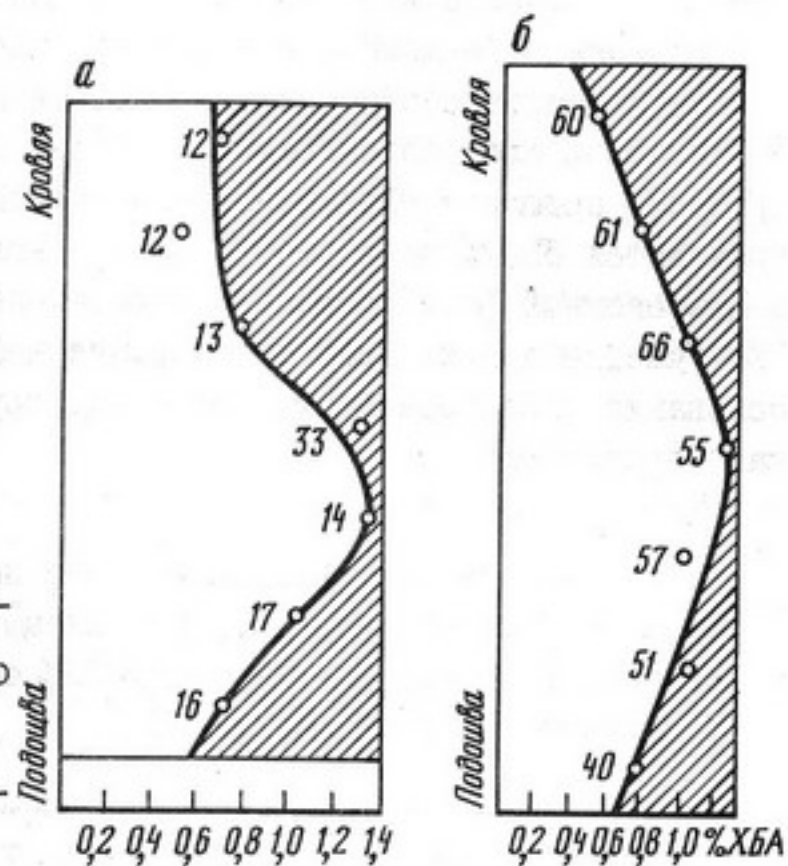
Эмиграция УВ из НМП в окружающие коллекторы (с последующим учетом коэффициента аккумуляции) определяет нефтегенерационный потенциал рассматриваемых пород, необходимый для оценки начальных потенциальных геологических ресурсов (НПР).

Для изучения распределения битуминозности по разрезу семилукского горизонта и расчета эмигрировавших битумоидов построена кривая средних значений ХБА по семи равномерно выбранным интервалам разреза (на примере Куйбышевского Поволжья). Как показывает приведенный график изменения ХБА, максимальное значение упомянутого параметра достигает 1,4% на породу; минимальное - в кровельной части разреза - 0,6% на породу (рис.9,а). Расчет дефицита ХБА в кровле и подошве по осредненной кривой показал, что вверх отток битуминозных веществ составил 22%, а вниз - 10%.

Эти величины весьма близки к тем, которые получены Г.П.Сверчковым, Г.А.Амосовым и др. для Татарии [35] (см.рис.9,б). По данным указанных авторов, эмиграция битумоидов вверх составила 18,7%, вниз -

Р и с.9. Предполагаемые потери хлороформных битумоидов при эмиграции из отложений семилукского горизонта

а - Куйбышевское Поволжье (данные С.Я.Вайнбаума и Н.А.Копровой); б - Татария (данные Г.П.Сверчкова и др.)



10,5%. Таким образом, суммарная величина эмиграции ХБ может быть принята равной 30%.

Подтверждением эмиграции битумоидов от средней части вверх и вниз по разрезу является соответственное изменение состава ХБА. В составе битумоида в средней части разреза масел значительно больше, чем в кровельной и подошвенной частях разреза, откуда они в первую очередь мигрировали в силу своей подвижности по сравнению с асфальтенами. Средние значения количества масел в срединной части 29,5%, на периферии 15-20, смол + асфальтенов в срединной части 70,9, на периферии 81-87%. Как отмечает Е.С.Ларская, дисперсия значений параметров ХБА не превышает 10% до глубины 1,5 км и 30% на больших глубинах, эти колебания могут быть следствием эмиграции битумоидов из НМП [22].

Широкий разброс значений ХБА и β при одинаковых значениях ОБ для верхнефранских, мендымских и доманиковых пород еще ранее отмечал В.И.Тихомиров, приписывая это явление перераспределению и миграции битумоидов [36]. Однако строгого расчета коэффициента эмиграции нет, так как он определяется многими особенностями физико-химического и геологического строения отдельных участков разреза. Так, коэффициент эмиграции для различных участков ККСП колеблется от 0,14 до 0,6 в зависимости от глубины и степени катагенеза пород. Как показали расчеты, отложения семилукского горизонта имеют первостепенное значение в количественной оценке нефтегенерационных возможностей рассматриваемой толщи пород.

В табл.5 приведено распределение нефтегенерационного потенциала по отдельным районам Волго-Урала: величина исходного генерационного потенциала пород семилукского горизонта для всех районов лежит в пределах

56–97% от общей суммы генерации УВ для всей доманикоидной толщи пород, генерационные возможности остальной части разреза незначительны.

Рассматривая соотношение процессов нефтеобразования и нефтенакопления в целом для Волго–Уральской провинции, Г.П.Сверчков, Г.А.Амосов и др. [35] пришли к следующим количественным оценкам: на долю доманика приходится 85,7% всех поступавших в коллекторы жидких УВ, отложения депрессионных фаций верхнего карбона–нижнего карбона составляют всего 5%, участие других толщ в генерации нефти незначительное, что дает основание характеризовать отложения других комплексов (верей и выше) как "принимающие".

Т а б л и ц а 5

Распределение нефтегенерационного потенциала на территории Волжско–Камской антеклизы по данным ВО ИГиРГИ, ТатНИПИнефть, Казанского университета, ПермНИПИнефть, БашНИПИнефть, КО ВНИГНИ, % к сумме исходной генерации

Горизонт, ярус, подъярус	Куйбышевское Поволжье	Татария	Пермская область	Башкирия	Оренбургская область
Семилукский (доманик)	67,7	67,0	56,0	91,08	97,0
Бурегский (мендымский)	8,9	9,3	26,0	0,46	
Верхнефранский (воронежский + евланово–ливенский)	8,8	4,5	7,5	2,94	3,0
Фаменский	2,7	19,2	10,5	4,57	
Заволжский	11,9	-	-	0,95	

Имеющиеся данные хорошо увязываются с результатами, полученными Е.С.Ларской по сопоставлению масштабов эмиграции и аккумуляции УВ по разрезу осадочной толщи для Волго–Урала. Е.С.Ларская приводит еще более резко выраженные данные по количеству мигрировавших ХВ из нефтематеринских толщ, усл. ед.: среднефранской – 240, верхнефранско–турнейской – 40, турнейской – 16, верхневизейской, башкирской, верейской и московской – по 1,5 [22].

Приведенный материал говорит в пользу сингенетичной нефтеносности верхнедевонских и турнейских отложений и вторичной нефтеносности, например, верхнекаменноугольных и пермских отложений, где ведущую роль в формировании нефтескоплений играла вертикальная миграция.

Физико–химические свойства нефтей доманикоидных формаций

Нефти доманикоидных формаций Волго–Уральской провинции залегают в интервале глубин от 1000–1500 м на Татарском и Башкирском сводах до 3000–3500 м в Бузулукской впадине (Куйбышевская и Оренбургская области). С северо–северо–запада на юго–юго–восток наблюдается уменьшение плотности и вязкости нефтей. Так, на Башкирском своде и в Верхнекамской впадине нефти в основном тяжелые (0,87–0,97 г/см³), повышенной вязкости (50–800 мПа·с) и сернистости (1,6–6,0%). Максимальной вязкос-

тью характеризуется нефть Янбаевского месторождения, которая представляет собой густую малоподвижную массу. По данным исследования проб нефтей, в составе смол спиртобензолные смолы преобладают над бензолными, содержание масел 61,7%. В структурно–групповом составе масел содержание углерода в циклических структурах 42%, парафиновых – 58%. Содержание легких фракций, выкипающих до 300°C в нефтях Башкирского свода и Верхнекамской впадины, изменяется от 26,6 до 41% мол. при начальных температурах кипения 66–67°C. Все нефти данного района характеризуются выходом бензина (10–13%).

Плотность нефтей уменьшается в восточном направлении – в сторону Благовещенской впадины и Бельской депрессии Предуральяского прогиба. Так, на Сергеевской площади получены притоки нефти плотностью 0,871 г/см³, вязкостью 13,05 мПа·с. Выход бензина (НК 200°C) составил 23%. Среди нефтей бурегского горизонта встречаются нефти плотностью 0,851–0,932 г/см³ с несколько пониженным (по сравнению с нефтями семилукского горизонта) содержанием асфальтенов (1,1–4,3%) и смол (6,8–13,8%).

Исследования, проведенные в БашНИПИнефть, показали, что в пределах Благовещенской впадины нефти всех горизонтов – от семилукского до заволжского – сходны как по физико–химическим характеристикам, так и по групповому углеводородному составу легких фракций.

Содержание ароматических углеводородов во фракции НК 200°C нефтей всех стратиграфических подразделений доманикоидных формаций обычно не превышает 8–9%, во фракции 200–300°C – 18–20%. Нафтеновые углеводороды соответственно составляют 24–30 и 25–41%. Все это свидетельствует о генетической общности нефтей. По физико–химическим свойствам и групповому составу нефти доманикоидных формаций в северных районах Волго–Уральской провинции (Башкирия, Пермская область) имеют общее сходство с нефтями продуктивных комплексов нижнего и среднего карбона, что указывает на возможную генетическую связь с НГМТ доманикоидных формаций.

Во франско–турнейской карбонатной толще в пределах депрессионных фаций и на контакте с бортами прогибов ККС нефти также принципиально не отличаются от нефтей сопредельных доманикоидных отложений. Это относится, в частности, к рифогенным сооружениям Соликамской и Благовещенской впадин. Все это свидетельствует о внутрикомплексной сообщаемости нефтеносных горизонтов в пределах развития депрессионных фаций.

В юго–восточных районах Волго–Уральского региона (Куйбышевская и Оренбургская области) с увеличением глубины залегания продуктивных горизонтов доманикоидных формаций до 3000–2500 м появляются легкие нефти и даже газовые конденсаты. Так, на Долматовском месторождении (Самаркинские дислокации в осевой части Муханово–Ероховского прогиба) получены легкая нефть из бурегского (мендымского) горизонта и газовый конденсат плотностью 0,8144 г/см³ из заволжского горизонта. Давление насыщения нефти составило 12 МПа, газовый фактор – 209,8 м³/т, вязкость в пластовых условиях – 0,48 мПа·с. В составе газового конденсата из

Групповой состав УВ бензиновой фракции (НК 150 °С) нефтей доманикоидных формаций Волго-Уральской провинции. Составила В.А.Беллерова

Месторождение, геоструктура	Номер скважины	Стратиграфический возраст	Интервал отбора керн, м	Групповой состав н-алканов			Соотношение УВ				K _{C6}		
				алканы	изоалканы	нафтены	алканы	нафтены	2МГП	3МГП			
Долматовское, Бузулукская впадина	206	D _{3md}	3066-3101	74,0	23,0	3,0	0,9	1,5	3,2	1,0	0,4	1,6	0,8
Табынское, Бельская депрессия	20	D _{3sm}	1520-1610	73,2	23,8	3,0	0,6	1,4	3,1	0,9	0,3	1,1	0,5
Казанчинское, Башкирский свод	32	D _{3fm}	987	67,7	29,5	2,8	0,8	1,2	2,3	1,0	0,4	1,4	0,4
Бакракское, Бельская депрессия	101	D _{3fm+e1}	1600-1696	76,2	20,9	2,9	0,6	1,5	3,6	0,8	0,3	1,3	0,5
Бекетовское, Благовещенская впадина	244	D _{3sm}	2370-2392	65,0	29,3	5,7	0,8	1,4	2,2	0,8	0,2	1,1	0,5
Западно-Бекетовское	134	C ₁	2185-2192	62,9	32,3	4,8	0,7	1,4	1,9	0,7	0,1	1,1	0,4
Сармановское, Кжно-Татарский свод	11832	D _{3sm}	1647-1651	65,2	32,3	2,5	0,8	1,0	1,1	1,0	0,4	1,4	0,5

П р и м е ч а н и е. ЦП - циклопентаны; ЦГ - циклогексаны; ЦЗМП - 2,3-метилпентан; 2,3МГ - 2,3-метилгексан; 2,3МГП - 2,3-метилпентан.

Распределение отношения пристан/фитан в нефтях доманикоидных формаций Волго-Уральской провинции. Составила В.А.Беллерова

Месторождение	Геоструктура	Горизонт	Интервал отбора керн, м	Соотношение УВ	
				изопреноиды	пристан
				н-алканы	фитан
Долматовское	Бузулукская впадина (Муханово-Ероховский прогиб)	Бурегский	3066-3111	0,2	0,7
Сармановское	Кжно-Татарский свод	Семилукский	1647-1651	0,2	0,6
Казанчинское	Башкирский свод	Фаменский	987	0,6	0,6
Тавтимановское	Благовещенская впадина	Бурегский	2500-2650	0,3	0,5
Бекетовское	То же	Семилукский	2370-2392	0,7	0,6
Табынское	Бельская депрессия	"	1550-1610	0,2	0,3
Бакракское	То же	Фаменский	1600-1696	0,6	0,5
Исанаевское	Верхнекамская впадина	Семилукский	1822-1990	-	1,3
Стретинское	Соликамская впадина	"	2305	-	0,7
Гежское (риф)	То же	Фаменский	1992-2095	-	1,8

скв.102 Долматовской площади установлено присутствие сероводорода (6,0% вес.) и углекислоты (2,07% вес.). На продолжении Самаркиных дислокаций в Оренбургской области (Твердиловская площадь) разгазированная нефть из доманикоидных отложений имеет плотность 0,8373 г/см³ и вязкость 9,4 мПа·с.

Гипровостокнефтью проведены комплексные исследования нефтей некоторых месторождений Куйбышевской области, Башкирии и Татарии с целью сопоставления индивидуально-углеводородного состава бензиновых и керосиновых фракций нефтей доманикоидных формаций. Данные группового углеводородного состава бензиновой фракции (НК 150 °С) показывают следующее: 1) углеводородный состав фракций исследованных нефтей - метаново-нафтенный; 2) среди алканов преобладают углеводороды изоостроения, отношение суммы н-алканов к изоалканам 0,6-0,9, среди нафтенов преобладают циклопентановые углеводороды; 3) с увеличением глубины залегания про-

дуктивного пласта возрастает доля алканов, уменьшается количество нафтененов, растет коэффициент метаморфизма нефтей (K_{C_6}), который для доманикоидных формаций Куйбышевской области (0,6–0,8) несколько выше, чем северных районов (Татария, Башкирия).

В табл.6 приведены данные по общей характеристике залежей и углеводородному составу бензиновых фракций нефтей (НК 150 °С) доманикоидных формаций. Определенный интерес представляет исследование керосиновой фракции (150–300 °С) нефтей, в которой присутствуют изопреноиды и n-алканы $C_{10}-C_{20}$. Среди изопреноидных УВ данной фракции находятся реликтовые УВ – пристан C_{19} и фитан C_{20} , важные с точки зрения установления генетических связей нефтей. Отношение пристан/фитан 0,3–0,7 (табл.7). В нефтях Пермского Прикамья (Исанеевское, Кисловское месторождения) пристана больше, чем фитана. Отношение пристан/фитан 1,8–2,0. В тех же пределах изменяется указанный параметр в нефтях рифовых массивов данного района.

В целом распределение углеводородов керосиновой фракции нефтей доманикоидов, величина генетического показателя пристан/фитан, отношение суммы изопреноидов к сумме n-алканов фракции сопоставимы с указанными параметрами нефтей продуктивных комплексов палеозоя Волго-Уральской провинции. Отсюда можно сделать вывод о генетической связи нефтей по всему разрезу палеозоя исследуемого региона.

Закономерности размещения нефти и газа в резервуарах доманикоидных формаций

Битуминозные породы доманикоидных формаций верхнего девона-турне на востоке Русской платформы рассматриваются как один из основных источников нефтегазообразования. В то же время в литературе нет конкретной информации о масштабах нефтенакопления в резервуарах самих доманикоидов с целью определения их практического значения в балансе ресурсов УВ Волго-Уральской провинции. Данный вопрос приобрел особую актуальность после открытия нефти и газа в доманикоидах Западной Сибири.

Следует отметить, что при проходке скважинами доманикоидных формаций верхнего девона-турне во всех нефтедобывающих районах Волго-Уральской провинции установлены многочисленные нефтепроявления и притоки нефти с дебитами от долей единицы до 100 т/сут и более. На 1 января 1986 г. объем опробований охватывал 1264 объекта, из них 714 оказались сухими, в 327 случаях получены притоки пластовой воды, а в 223 – притоки нефти и газа. Таким образом, "коэффициент успешности" составил около 18%, причем опробование доманикоидного разреза производилось не целенаправленно, а попутно, с разведкой на терригенный девон.

На территории Татарии опробовано 336 объектов, в 44 (13%) получены притоки нефти, в том числе в 18 с дебитом более 10 т/сут. В региональном плане основные нефтеносные участки группируются на Альметьевской вершине Южно-Татарского свода, северном склоне этого свода и на юго-

восточном склоне Северо-Татарского свода. На Альметьевской вершине Южно-Татарского свода нефтеносными являются отложения семилукского и бургского (мендымско-самсоновского) горизонтов, литологически представленные кремнисто-карбонатным подтипом доманиковой фации, с прослоями органогенных пород. Залежи нефти небольшие, структурно-литологического типа. Нефтенасыщенная мощность пластов-коллекторов до 8 м, дебиты притока до 10–15 т/сут. По данным ГИС, в пределах Альметьевской вершины в семилукско-бургском комплексе выявлено 213 залежей нефти [30]. Характерно, что основные нефтеносные участки на Альметьевской вершине расположены в пределах Ромашкинской зоны нефтенакопления в терригенном девоне. Это указывает на вероятность формирования залежей в карбонатных отложениях за счет вертикальной миграции [7].

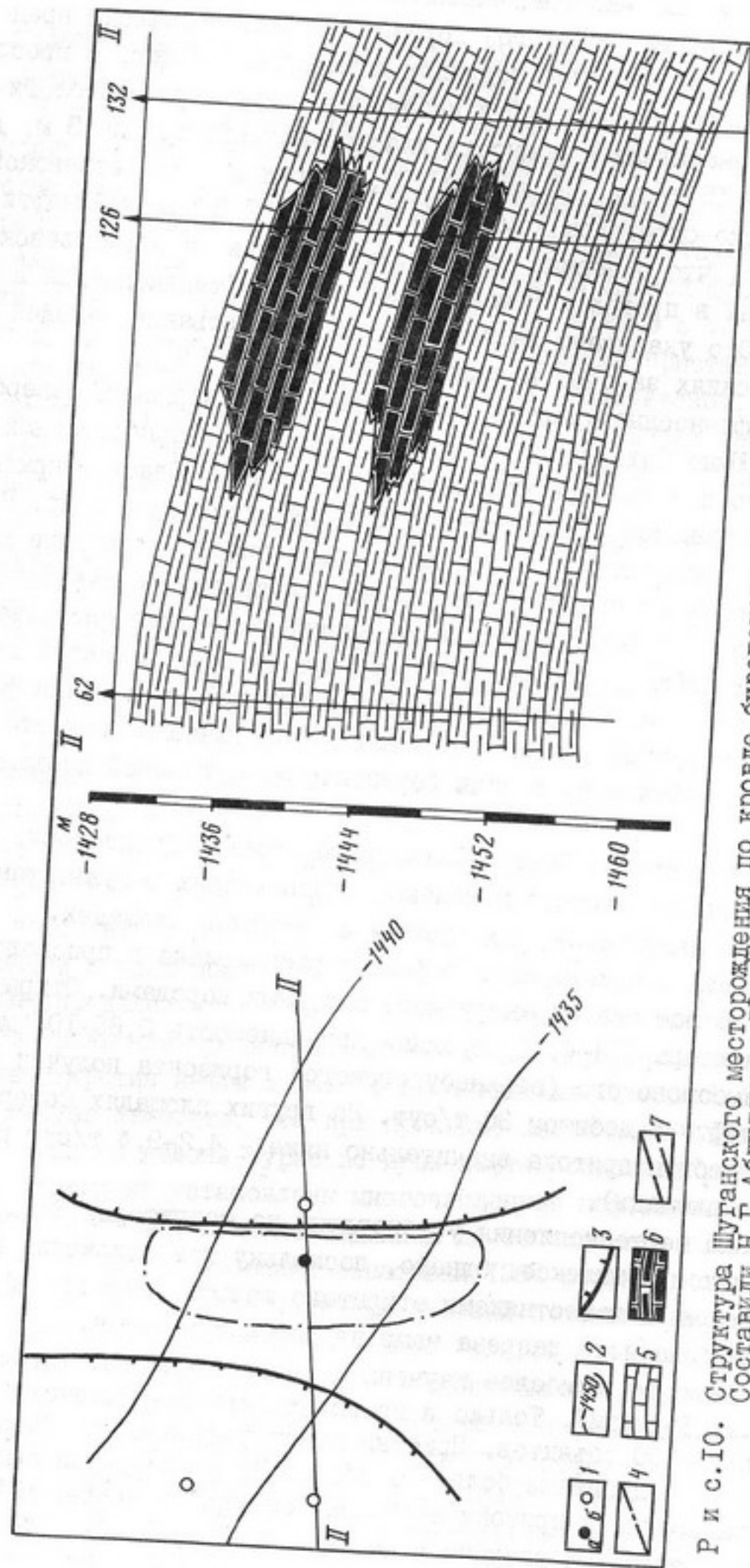
Промышленно-нефтеносные участки установлены на северном и северо-западном склонах Южно-Татарского свода, на контакте с прибортовыми частями Нижнекамского и Усть-Черемшанского прогибов ККС. Здесь открыты месторождения Бастрькское, Южно-Бастрькское, Кулмаксинское и др. Нефтеносны три пласта семилукского и бургского горизонтов, сложенные окремельными органогенно-обломочными и кавернозно-трещиноватыми известняками с открытой пористостью 3–5%. Несмотря на низкие емкостные свойства коллекторов, притоки нефти достигают 50–60 м³/сут за счет развитой тектонической трещиноватости. Большинство залежей приурочено к зонам флексур и разломов и экранируется тектонически или литологически, как это видно на примере залежи нефти в бургском горизонте на Шуганской площади (рис.10).

На юго-восточном склоне Северо-Татарского свода нефтеносность доманикоидов семилукско-бургского комплекса подтверждена результатами бурения на Шийской, Шадчинской, Троицкой и Елабужской площадях.

Бургская залежь Шийского месторождения расположена в присводовой части поднятия, с востока экранируемого плотными породами. Открытая пористость коллектора 1,4–4,2%, средняя проницаемость $0,65 \cdot 10^{-3}$ мкм². В скв.160 из самсоновского (верхнебургского) горизонта получен приток фонтанирующей нефти с дебитом 30 т/сут. На других площадях Северо-Татарского свода дебиты притока значительно ниже – 4,2–9,4 т/сут после СКО (Шадчинская площадь).

Многочисленные нефтескопления установлены на территории Татарии в фаменско-заволжском комплексе. Однако, поскольку эти отложения представлены доломитами и известняками открытого шельфа, нефтеносность данной части карбонатного разреза нами не рассматривается.

Территория Башкирии наиболее изучена с точки зрения нефтегазоносности доманикоидных формаций. Только в пределах Актаныш-Чишминского прогиба ККС опробовано 530 объектов. Притоки нефти получены на 104 объектах, в том числе на 30 с дебитами более 10 т/сут. Из резервуаров семилукского горизонта получены притоки нефти на Башкирском своде, в Бирской седловине, Благовещенской впадине и на Южно-Татарском своде.



Р и с. 10. Структура Шуганского месторождения по кровле бурегского горизонта и разрез по линии II-II. Составили Н.Г. Абдуллин и Р.С. Шайхутдинов

I - скважины: а - продуктивные, б - сухие; 2 - изогипсы кровли бурегского горизонта, м; 3, 4 - глинистые, 5 - карбонатные; 6 - нефтенасыщенные; 7 - тектоническое нарушение

На Башкирском своде основные притоки установлены на Татышлинской, Тепляковской, Казанчинской, Кушкульской и Янбаевской площадях. Дебиты притока, как правило, не выше 3,0-3,5 т/сут, несмотря на применение СКО. Аналогичные результаты получены и в других районах Башкирии. Очевидно, что кремнисто-глинистые высокобитуминозные породы доманиковой фации не обладают достаточно высокими коллекторскими свойствами.

В бурегском горизонте нефтеносность наиболее широко развита на территории Благовещенской впадины в пределах депрессионной фации Актаныш-Чишминского прогиба, представленной менее битуминозными и окремнелыми разностями известняков и доломитов. Тип коллектора порово-трещинный или трещинно-поровый с более высокими емкостными свойствами, чем в семилукском горизонте.

Из числа открытых промышленных нефтескоплений ниже (в качестве примера) охарактеризованы залежи на Охлебнинском, Сергеевском, Загорском и Уршакском месторождениях, которые дают достаточно полное представление об условиях залегания нефти в резервуарах доманикоидной фации бурегского горизонта Башкирии.

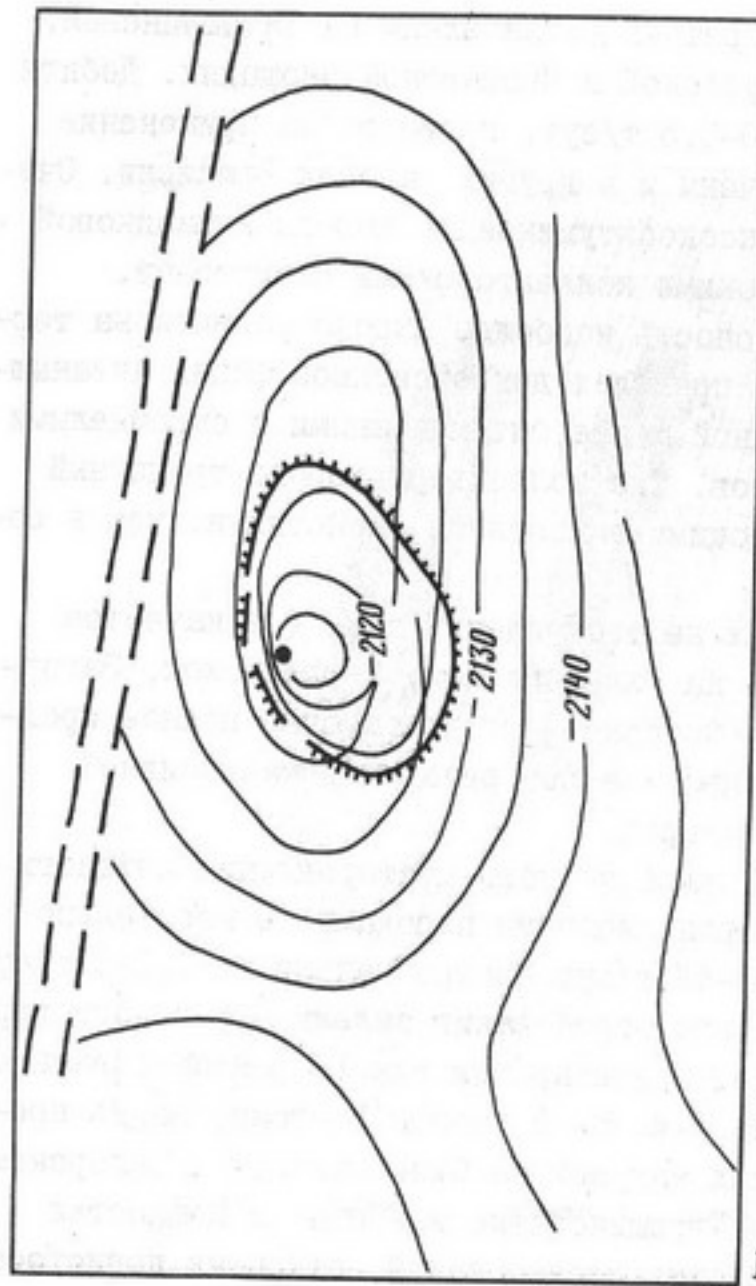
Залежь в бурегском горизонте Охлебнинского месторождения литологическая, экранирована со всех сторон плотными породами. Относительно высокие первоначальные дебиты 30-47 т/сут быстро падали до 1,5-2 т/сут. Аналогичные результаты получены при опробовании залежи бурегского горизонта на Загорском месторождении. При вскрытии скв. 13 фонтанировала с дебитом 62,6 т/сут, однако после 2-часовой работы фонтанирование прекратилось. Коллекторами бурегских залежей на Охлебнинском и Загорском поднятиях являются низкопористые трещиноватые известняки мощностью 1,2-4 м. По данным гидродинамических исследований, открытая пористость равна 10%, проницаемость - $15 \cdot 10^{-3}$ мкм².

На Сергеевском месторождении в процессе испытания бурегского горизонта притоки нефти получены из шести скважин. По кровле горизонта месторождение приурочено к куполовидному поднятию с амплитудой 20 м. С запада залежь экранируется сбросом, сопряженным с грабенообразным прогибом, и состоит из нескольких разобренных линз, окруженных плотными породами. Первоначальный дебит 10-16 т/сут уменьшился вскоре до 1,5-3,5 т/сут. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа. Открытая пористость 7,5%.

На Уршакском месторождении (рис. II) нефть в бурегском горизонте открыта на Бузовьязовской площади. Приток получен из пласта органогенно-детритового известняка и кристаллического доломита. Мощность пласта 3 м, средняя пористость 10,2%, проницаемость $2-9 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Значительные притоки (до 30-60 т/сут) установлены в восточной части Благовещенской впадины на Бекетовской и Благовещенской площадях.

В целом продуктивность бурегского горизонта в пределах депрессионной фации Актаныш-Чишминского прогиба намного выше, чем семилукского, что объясняется лучшими коллекторскими свойствами менее битуминозных и глинистых известняков, а также развитием тектонических нарушений,



Р и с. II. Структура Уршакского месторождения по кровле бурегского горизонта
Условные обозначения см. на рис. IО

улучшающих фильтрационные свойства пластов. Вместе с тем отмечается весьма высокая степень литологической неоднородности коллекторов, что существенно снижает потенциальные возможности их разработки.

В Предуральском прогибе, в осевой части Бельской депрессии (Табынское месторождение), бурегский горизонт испытывался совместно с семилукским. Дебит притока из отдельных скважин составил более 100 т/сут. Высокая нефтеотдача обусловлена интенсивной трещиноватостью, развитой по всему разрезу карбонатного девона.

В верхнефранско-заволжском карбонатном комплексе выше бурегского горизонта с точки зрения нефтеносности основной интерес представляют рифогенные сооружения в пределах депрессионных отложений и на их контакте с бортами Актаныш-Чишминского прогиба. Новоузбашевский одиночный риф, выросший на горстовидном поднятии кыновского горизонта, имеет размеры 7,2x2,5 км и мощность 240 м. Тип коллектора каверно-трещинно-поровый. Коллекторские пласты залегают в теле рифа линзовидно. Притоки нефти изменяются в широких пределах - от 0,7 до 170 т/сут.

На Чермасанском месторождении выявлены два биогерма верхнефранско-фаменского возраста, сложенные органогенно-водорослевыми известняками

и перекрытые плотными глинисто-мергелистыми отложениями заволжского горизонта. Нефтеносна верхняя часть фаменского яруса. Суммарная мощность нефтенасыщенных прослоев 14-25 м. Промышленный приток нефти впервые получен из скв.74. В скв.64 приток составил только 0,8 т/сут.

В Предуральском прогибе выявлено Архангельское месторождение, приуроченное к узкой брахиантиклинальной складке, осложненной продольными и поперечными тектоническими нарушениями. Нефтеносные породы представлены доломитизированными, местами окремнелыми известняками, перекрытыми аргиллитами алатауской серии. Залежь массивная, тектонически экранированная. Нефтенасыщенность связана с толщей трещиноватых коллекторов верхнефранского, фаменского и турнейского возрастов. Дебиты притока нефти крайне изменчивы - от 3 т/сут в скв.8 до 100 т/сут в скв.2.

Опыт изучения доманикоидных формаций на территории Башкирии подтверждает тесную связь их нефтеносности с литофациальными и тектоническими условиями. Интенсивность притоков нефти в скважинах возрастает последовательно - от глинисто-кремнистых высокобитуминозных фаций, типичных отложений доманиковой формации семилукского горизонта через осветленные менее глинистые и окремнелые доманикоиды мендымского горизонта до сопряженных с депрессионными отложениями биогермных формаций, где она достигает максимальных значений. Во всех случаях ведущая роль принадлежит тектоническому фактору, создающему каналы для движения флюидов.

На территории Пермской области и Удмуртии количество опробованных объектов значительно меньше, чем в Башкирии и Татарии. Это связано главным образом с меньшим объемом поисково-разведочного бурения на терригенный девон, в процессе которого попутно изучаются карбонатные отложения верхнего девона-турне. Всего опробовано около 200 объектов: 163 в Пермской области и 84 в Удмуртии. При опробовании единичных скважин из доманикоидных отложений семилукского и бурегского горизонтов притоки нефти с дебитом до 10 т/сут получены на пяти площадях, из которых только две - Стретинская на юге и Искорская на севере - имеют промышленное значение.

Основная нефтеносность в карбонатном девоне-турне связана с рифогенными сооружениями Соликамской впадины, развитыми в пределах депрессионных фаций верхнефранско-фаменско-заволжского комплекса. Притоки нефти здесь достигают 30-160 т/сут. Восемь из цепочки одиночных рифов (Гежский, Уньвинский, Чашкинский и др.) содержат непосредственно в теле рифа нефтяные залежи. На Цепельском рифе установлена газонефтяная залежь. В связи с размывом вершин рифомещающие породы различаются по возрасту и литологии: в центральных частях залежей это фаменские рифогенные известняки, по периферии - слоистые турнейские карбонаты.

На территории Удмуртии потенциальные нефтеносные объекты доманикоидных формаций связаны с Чутырско-Кленгопской тектонической зоной. Пласт-коллектор сложен трещиноватыми известняками мощностью до 16 м (по геофизическим данным). Дебит притока высоковязкой нефти 1,5-2 т/сут.

В юго-восточных районах Волго-Уральской провинции (Куйбышевское и Оренбургское Поволжье) главным перспективным объектом на нефть и газ в доманикоидах являются Муханово-Ероховский и Усть-Черемшанский прогибы ККС.

Объем опробовательских работ в целом невелик – около 150 объектов, которые в основном сконцентрированы в пределах юго-восточной части Муханово-Ероховского прогиба, в зоне развития тектонических валов на заволжском продолжении Жигулевской дислокации: Хилковского, Мухановского, Дмитриевского, Долматовского, Ероховского и др. В небольших объемах опробовались объекты в Борской депрессии и в пределах Усть-Черемшанского прогиба на нескольких площадях Сокской седловины и Мелекесской впадины (Селитьбенская, Булатовская и др.).

Притоки получены в основном из бурегского и заволжского горизонтов. Дебиты в большинстве случаев не превышают 5–10 т/сут, даже после применения СКО и гидроразрыва. Только на Долматовской площади в скв.100 приток нефти с водой составил 55 т/сут. На этой же площади из заволжского горизонта, представленного доманикоидной фацией, в скв.102 получен приток газового конденсата с дебитом 15 700 т/сут. Глубина залегающего продуктивного пласта около 3000 м, пластовое давление 35 МПа.

На юго-восточном продолжении Самаркинской дислокации в Оренбургской области, на Твердиловской площади, в осевой части Муханово-Ероховского прогиба из чернышенского горизонта турне приток составил до 118 т/сут. Пластовое давление 35,9 МПа на глубине 2828 м [21].

В осевой части Усть-Черемшанского прогиба, на Селитьбенской площади, установлена нефтеносность бурегского горизонта с дебитом притока 4,6 м³/сут. Значительно позднее (в 1986 г.) в этом же районе (северо-восточная часть Мелекесской впадины) было открыто Булатовское месторождение с залежами в бурегском, воронежском и евланово-ливленском горизонтах франского яруса. Судя по резким изменениям мощностей в пределах контура залежей, Булатовское поднятие имеет биогермное происхождение.

По данным опробования сводовой скв.226, промышленная нефтеносность охватывает широкий диапазон карбонатных отложений верхнего девона-турне. Высокодебитные продуктивные пласты установлены в бурегском горизонте, фаменском ярусе и заволжском горизонте. Наиболее высокие дебиты притока из бурегского горизонта составили 88,4 т/сут через 10-миллиметровый штуцер. Коллектор представлен известняками и доломитами темной окраски, неравномерно перекристаллизованными, трещиноватыми до кавернозности. В межзерновых порах и трещинах – переотложенное глинисто-битуминозное вещество. В фаменском ярусе выявлены три пласта-коллектора, из которых получены притоки нефти с дебитами от 16,5 до 43,2 т/сут. Нефть всех продуктивных пластов тяжелая, с плотностью 0,938–0,940 г/см³.

Анализ фактического материала по нефтегазонасности доманикоидных формаций и сопряженных с ними рифогенных комплексов Волго-Уральской провинции позволяет определить следующие основные закономерности их размещения.

1. По условиям нефтенакопления могут быть выделены два комплекса: семилукско-бурегский и верхнефранско-фаменско-турнейский. В семилукско-бурегском комплексе сконцентрированы основные нефтескопления в резервуарах типичных доманикоидных фаций, причем основная нефтеносность приурочена к менее битуминозным и окремнелым коллекторам бурегского горизонта. Залежи нефти имеют небольшие размеры и характеризуются высокой степенью литологической неоднородности. Преобладающий тип коллектора трещинно-каверновый и порово-трещинный. На участках интенсивной тектонической нарушенности развиты коллекторы чисто трещинного типа. Нефтяные залежи нередко тектонически или литологически экранированы. Они размещаются как на сводах локальных поднятий, так и вне сводов. Полезная емкость резервуаров невелика, и в ряде случаев ее не удается увеличить с помощью вторичных методов (СКО, гидроразрыв). Получаемые в отдельных случаях высокие притоки (до 100 т/сут и больше) указывают на формирование фильтрационных свойств за счет тектонической трещиноватости. В большинстве случаев, однако, после кратковременной работы дебиты резко падают, что подтверждает сложное строение пустотного пространства.

В верхнефранско-фаменско-турнейском комплексе основная нефтегазонасность перемещается из типичных доманикоидов в сопряженные с ними рифогенные формации. Качество рифогенных резервуаров намного выше, чем типичных доманикоидных, и поэтому они являются важным нефтепоисковым объектом карбонатного разреза палеозойских отложений Урало-Поволжья.

2. Территориально главные зоны нефтегазонакопления в отложениях доманикоидных формаций (по имеющемуся фактическому материалу) приурочены к центральным районам Волго-Уральской провинции (Южно-Татарский свод, Благовещенская впадина, Инзер-Усольский прогиб). К северу и югу от этих районов количество выявленных нефтескоплений резко сокращается, причем преобладают объекты с низкими дебитами притока. Такая асимметрия в распределении нефтеносных объектов отчасти объясняется геолого-геохимическими факторами: в центральных районах значительно шире площадь, занятая некомпенсированными впадинами и прогибами, нефтегенерационный потенциал доманикоидов Татарии и Башкирии в 2 раза превышает потенциал всей остальной территории Урало-Поволжья. Кроме того, степень разведанности доманикоидов на территории Татарии и Башкирии намного выше, что связано в первую очередь с объемом поисково-разведочных работ на терригенный девон – карбонатные отложения верхнедевонско-турнейского комплекса изучаются как попутный объект.

Выделение перспективных зон для поисков нефти в отложениях доманикоидных формаций и оценка прогнозных геологических ресурсов

Анализ большого фактического материала геохимических исследований глинисто-кремнисто-карбонатных пород доманикоидных формаций в разрезе палеозоя Волго-Уральской провинции, выполненных многими научно-исследовательскими организациями (ИГиРТИ, ВНИГНИ, ВНИГРИ, территориальные

НИПИ), позволяет считать установленными следующие положения, имеющие принципиальное значение для поисков нефтескоплений в пределах развития битуминозных толщ верхнего девона-турне:

1) очаги генерации УВ имеют выраженную приуроченность к депрессионным зонам, связанным в семилукском горизонте с некомпенсированной впадиной и в вышележащих горизонтах - с осевыми частями ККСП;

2) зоны нефтенакопления размещаются в соответствии с направлением миграции УВ от очагов генерации в резервуары, местоположение которых определяется геологическим строением и литофациальными особенностями исследуемой территории;

3) генерационный потенциал по всей величине может обеспечить потенциальные запасы в залежах, находящихся не только в самой зоне генерации, но и в вышележащих горизонтах.

Можно предположить, что в первую очередь будут насыщаться УВ те участки или объекты (способные удерживать мигрирующие УВ), которые ближе других расположены к зоне генерации, или непосредственно контактируют с ней (борта), или находятся внутри нее (например, рифы в осевой части ККСП). С этой точки зрения перспективными на поиски нефти в битуминозных толщах карбонатно-кремнистого девона и турне являются различного типа ловушки, рифы (биогермы), участки повышенной трещиноватости, отличающиеся благоприятным фациальным составом для нефтенакопления в верхнефранско-турнейской толще как в осевой части ККСП, так и на ее бортах [17].

Аналогичные взаимоотношения отдельных компонентов углеводородных систем, связанных с миграцией их из очагов генерации в зоны нефтенакопления, характерны и для других районов развития доманикоидной франско-турнейской толщи.

По данным ряда исследователей [13, 14], нефти доманиковой формации в осевых зонах ККСП характеризуются повышенным содержанием микроэлементов, Fe, V, Ni, в то время как породы-коллекторы в бортовых зонах прогибов, представленные чистыми карбонатами, не содержат указанных микроэлементов. Это еще один аргумент в пользу того, что образование нефтей карбонатной формации шло в основном за счет битумоидов, сосредоточенных в породах осевых зон ККСП и мигрировавших из осевых зон к бортам в направлении восстания пластов [13].

Таким образом, основные перспективы нефтеносности франско-турнейской толщи в пределах ККСП должны определяться зонами аккумуляции нефти, прежде всего расположенными в пределах самой толщи, включая ее борта, и тяготеющими к ним ближайшими участками, способными удерживать мигрирующие УВ.

На территории Башкирии основные перспективы связаны с Благовещенской впадиной в пределах развития депрессионной фации Актаныш-Чишминского прогиба. Наибольшего внимания заслуживает бурежско-заволжский комплекс, в котором установлено больше всего залежей промышленного значения. Число пластов-коллекторов, преимущественно порово-трещинного ти-

па, увеличивается к внутренним бортам Актаныш-Чишминского прогиба, где существенная роль в формировании резервуаров переходит к органогенным постройкам.

Определенное место занимают перспективные земли в северной части Бельской депрессии Предуральяского прогиба, где (в связи с интенсивными тектоническими движениями) образовались чисто трещинные коллекторы, пронизывающие всю толщу верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса (Табынское, Бакракское месторождения).

Перспективы семилукского горизонта связаны в основном с краевыми частями Башкирского свода и с Бирской седловиной. Невысокие коллекторские свойства вмещающих пород, неблагоприятные физико-химические свойства нефтей, небольшая эффективная мощность пластов снижают оценку перспектив семилукского горизонта, что подтверждается слабыми притоками нефти на опробованных участках.

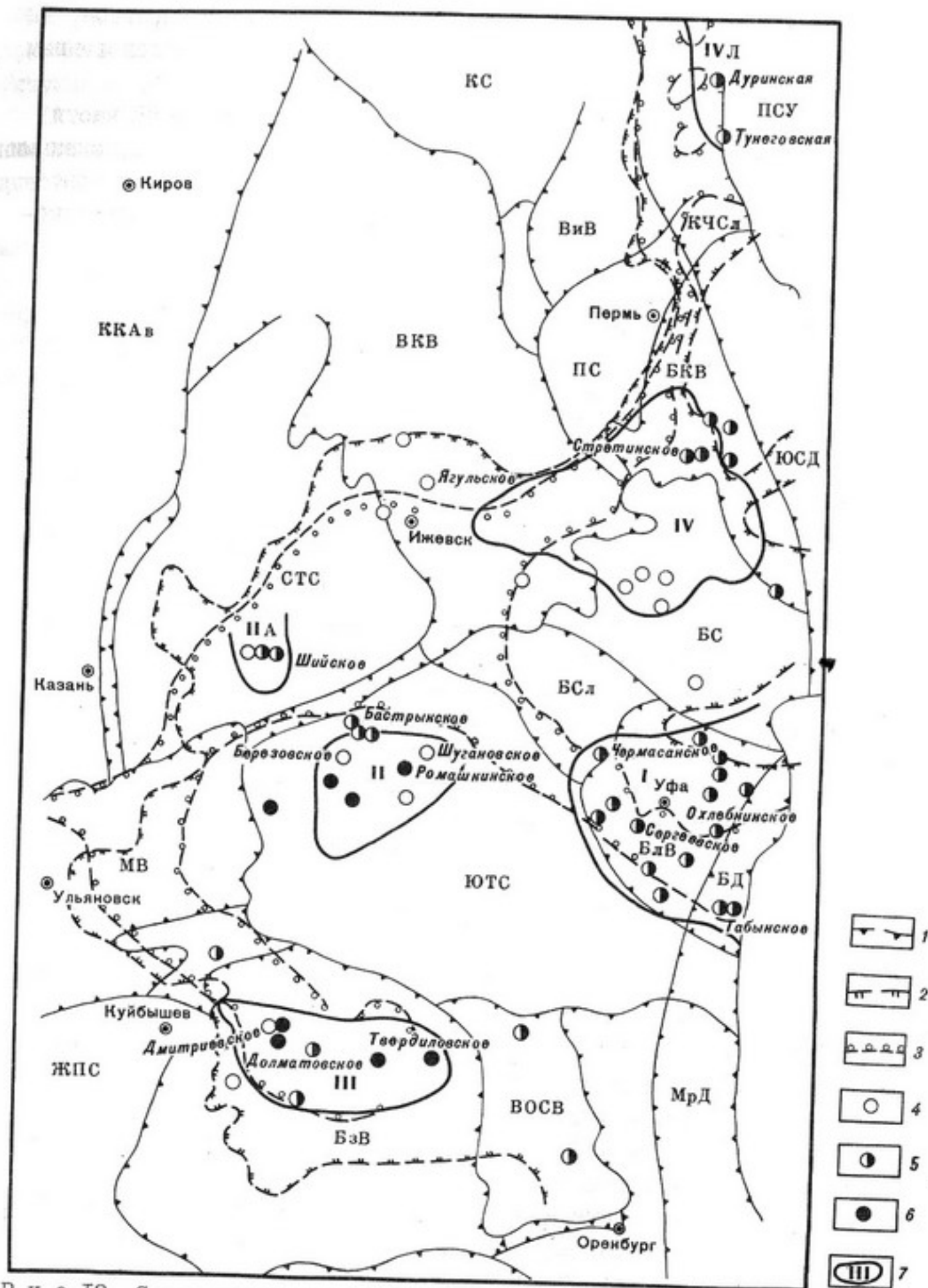
На территории Татарии перспективные земли на нефть в доманикоидах сосредоточены в восточных районах. Наибольший поисковый интерес представляют семилукско-бурежские отложения на Альметьевской вершине Южно-Татарского свода, где предполагается их гидродинамическая связь с продуктивной толщей терригенного девона и развиты коллекторы порово-трещинного типа относительно повышенной полезной емкости. Особого внимания заслуживают северные и северо-восточные краевые части свода.

Перспективные зоны выделены также на сочленении Южно-Татарского свода с юго-восточным бортом Нижнекамского прогиба, где развиты органогенные постройки (месторождения Бастрькское, Елгинское, Лякинское и др.). В бурежских (мендимско-самсоновских) отложениях установлены нефтеносные поднятия на юго-восточной окраине Северо-Татарского свода (месторождения Шийское, Шадчинское, Троицкое и др.), что указывает на перспективность обширной территории в пределах Привятской и Елабужской тектонических зон.

Прогноз нефтеносности Пермской области и Удмуртии пока во многом неясен, поскольку в отложениях доманикоидных формаций обнаружены только два небольших месторождения (Стретинское и Искорское). По комплексу геолого-геохимических показателей на юге перспективны депрессионные отложения Шальмского и Калининского прогибов ККС, а на севере - Соликамской впадины. К наиболее перспективным участкам можно отнести районы Кулигинского и Андреевского поднятий. На первом участке содержание УВ в семилукском горизонте достигает 12,4%, коэффициент β - 40,1%. Притоки нефти предполагаются невысокие из-за низких коллекторских свойств пластов. Нефть ожидается тяжелая, окисленная.

Перспективные участки на территории Удмуртии размещаются в южных районах в пределах Можгинского и Сарапульского прогибов ККС.

В юго-восточных районах Волго-Уральской провинции (Куйбышевская и Оренбургская области) нефтеносность доманикоидов связана в основном с Муханово-Ероховским прогибом ККС в районе развития Жигулевско-Самаркинских дислокаций. Здесь установлены участки с притоками нефти до 55 т/сут (Долматовская площадь в Куйбышевской области) из бурежского



Р и с. 12. Схема перспектив нефтегазоносности доманикоидной формации верхнего девона-турне Волго-Уральской области. Составили М.И. Зайдельсон, Е.А. Суровиков по материалам ВО ИГИРТИ, ТатНИПИнефть, БашНИПИнефть, ПермНИПИнефть

1-3 - границы: 1 - геотектонических элементов (названия см. на рис 4), 2 - некомпенсированной семилукской палеовпадины, 3 - осевой части ККСП для заволжского горизонта; 4-6 - точки с дебитами притока нефти, т/сут: 4 - до I, 5 - I-10, 6 - более 10; 7 - перспективные зоны первой очереди

горизонта и до 120 т/сут из турнейского яруса на Твердиловской площади (Оренбургская область). В последнее время установлена промышленная нефтеносность Усть-Черемшанского прогиба (Булатовская площадь в Мелекесской впадине).

По совокупности критериев на территории Волго-Уральской провинции можно выделить четыре наиболее перспективные на нефть и газ зоны в отложениях доманикоидных формаций общей площадью около 50 000 км² (рис. 12).

Зона I охватывает Благовещенскую впадину и примыкающую с востока северную часть Бельской депрессии. Основные поисковые объекты - бургско-фаменские отложения в Актаныш-Чишминском прогибе и на его бортах, где развиты преимущественно рифогенные сооружения.

Зона II-III включает Альметьевскую вершину Южно-Татарского свода, примыкающий к ней с севера борт Нижнекамского прогиба, юго-восточный склон Северо-Татарского свода. На Альметьевской вершине наибольший интерес представляет семилукский горизонт, на остальных перспективных землях - бургско-заволжский комплекс.

Зона III расположена в западной части Бузулукской впадины в пределах развития депрессионных фаций Муханово-Ероховского прогиба. Определенный интерес представляет Усть-Черемшанский прогиб в районе Сокской седловины и Мелекесской впадины. Основной объект - бургско-турнейский комплекс.

Зона IV охватывает северный склон Башкирского свода, примыкающую часть Верхнекамской впадины в пределах развития депрессионных фаций Шальмского и Калининского прогибов ККС. Высокоперспективны одиночные рифы, развитые в депрессионной фации Соликамской впадины.

Кроме указанных выше четырех зон, являющихся первоочередными объектами для постановки целенаправленных поисково-разведочных работ на нефть в отложениях доманикоидных формаций, к перспективным следует отнести территории, занятые осевыми частями прогибов ККС, где породы доманиковых фаций развиты в наиболее широком диапазоне. Из-за недостаточной изученности данные территории оценены как перспективные земли второй очереди, которые могут быть, однако, переведены в первоочередные при условии появления нового фактического материала.

При обосновании перспектив выделенных зон и участков первостепенное практическое значение имеет количественная оценка ожидаемых прогнозных геологических ресурсов УВ. Применительно к столь сложному объекту, как доманикоиды, можно использовать два метода: 1) для тех районов, где имеются месторождения, которые могут служить эталонными участками, и представляется возможным обосновать коэффициенты аналогии с расчетными участками, - метод сравнительных геологических аналогий (для Башкирии и Татарии); 2) для территорий, где подобная возможность отсутствует, - только объемно-генетический метод (для изученной территории Урало-Поволжья).

Следует отметить, что оба метода расчетов применительно к доманикоидам не могут претендовать на высокую точность. Принятые по методу

сравнительных аналогий соотношения размеров эталонных и расчетных участков, а также коэффициенты аналогии не соответствуют предусмотренным нормативам. Наиболее слабым местом объемно-генетического метода является обоснование коэффициента аккумуляции.

Несмотря на указанные оговорки, попытка определить хотя бы приближенно порядок прогнозных геологических ресурсов УВ в отложениях доманикоидных формаций Волго-Уральской провинции представляет несомненный практический интерес. Как известно, объемно-генетический метод основан на расчете нефтегенерационного потенциала изучаемого объекта и на обосновании коэффициентов эмиграции и аккумуляции УВ. Распределение генерационного потенциала по отдельным стратиграфическим подразделениям доманикоидных формаций и основным нефтедобывающим районам Урало-Поволжья показано в табл.5. Сделано обоснование коэффициента эмиграции, который равен 30%. Коэффициент аккумуляции, учитывая сложное строение доманикоидных резервуаров, принимается равным 0,05, что является минимальным предусмотренным значением.

На основе данных параметров прогнозные геологические ресурсы УВ в доманикоидах распределяются по отдельным районам следующим образом, %: Куйбышевская и Оренбургская области - 14, Башкирия - 33, Татария - 24, Пермская область - 15, Удмуртия - 14. Распределение прогнозных геологических ресурсов в доманикоидах по тектоническим элементам для территории Башкирии рассчитано методом сравнительных геологических аналогий, %: Благовещенская впадина - 45, Южно-Татарский свод - 18, Бельская депрессия - 14, Башкирский свод - 12, остальные тектонические элементы (Бирская седловина, Бымско-Кунгурская впадина и др.) - 11. По стратиграфическому разрезу (по горизонтали) объемы прогнозных ресурсов возрастают снизу вверх, %: семилукский - 18,3, мендымский - 22,1, фаменский - 34,3, заволжский - 25,3. Полученное распределение связано в основном с развитием в верхних горизонтах рифогенных фаций, а также с уменьшением глинистого и кремнистого веществ в отложениях депрессионных фаций.

На территории Татарии прогнозные геологические ресурсы УВ в отложениях семилукского и бурежского горизонтов распределяются следующим образом: 75% на вершине и склонах Южно-Татарского свода и 25% на склоне Северо-Татарского свода и в Мелекесской впадине.

Прогнозные геологические ресурсы дают лишь общее представление о перспективах доманикоидных формаций, их реальное значение в балансе нефтяных ресурсов карбонатного разреза может быть оценено только по величине извлекаемых запасов.

Оптимизация технологии бурения, вскрытия и опробования продуктивных пластов доманикоидных формаций

Литолого-фациальная характеристика отложений доманикоидных формаций верхнего девона-турне Волго-Уральской провинции свидетельствует о зна-

чительной неоднородности их по разрезу и по площади, оказывающей большое влияние на нефтенасыщенность и нефтеотдачу коллекторов.

Типичные отложения доманиковой фации семилукского горизонта, представленные высокобитуминозными кремнисто-глинистыми карбонатами с коллекторами преимущественно трещинного типа, играют в балансе нефтяных ресурсов доманикоидных формаций Волго-Уральской провинции сугубо подчиненную роль. Они могут служить объектами разработки только на участках повышенной тектонической трещиноватости при условии достаточно большой мощности трещинных пород. Примером наличия крупных залежей в подобного типа резервуарах являются доманикоидные формации монтерейских миоценовых сланцев в Калифорнии. По-видимому, в прогнозируемом будущем вовлечение нефтяных ресурсов типичных доманикоидов будет осуществляться тогда, когда будут разработаны эффективные методы теплового воздействия на пласты, что позволит превратить неподвижные и полуподвижные битумы в маловязкую извлекаемую субстанцию. В этом случае целесообразность промышленной разработки будет определяться комплексным использованием битумов как источника не только нефти, но и таких ценных для народного хозяйства элементов, как V, Ni, Mn, Mo и радиоактивные элементы.

Иначе обстоит дело с отложениями доманикоидного типа бурежско-турнейского карбонатного комплекса, в разрезе которого (наряду с типичными доманикитами) развиты менее битуминозные осветленные породы вплоть до чистых известняков и доломитов биогермного происхождения. Напомним, что подавляющая часть уже открытых залежей нефти связана именно с такими породами.

Применение наиболее эффективных методов технологии бурения скважин, вскрытия и опробования продуктивных пластов позволит добиться максимальной нефтеотдачи, опираясь на опыт разработки низкопроницаемых сложнопостроенных карбонатных коллекторов. Данный опыт наиболее полно обобщен на примере месторождений Урало-Поволжья в работе В.Д.Викторина и Н.А.Лыкова [12], интересные сведения приведены в монографии коллектива авторов ВНИГНИ [9].

Как отмечают В.Д.Викторин и Н.А.Лыков, в продуктивных разрезах карбонатных толщ широко распространены коллекторы с крайне низкой проницаемостью и высокой "закрытой" пористостью, которую не учитывают в подсчете запасов нефти. В действительности же закрытые непроницаемые и открытые поры представляют собой сообщающееся поровое пространство, в которое газ и жидкость проникают под высоким давлением, причем низкая удельная поверхность карбонатов обуславливает их более высокую нефтенасыщенность. Таким образом, карбонатные коллекторы содержат промышленные залежи нефти при таких низких значениях пористости и проницаемости, когда терригенные коллекторы утрачивают промышленное значение.

Большое влияние на нефтенасыщенность и нефтеотдачу оказывает неоднородность карбонатных пластов, обуславливающая послойное изменение их емкостно-фильтрационных свойств, в результате чего "работающая"

мощность пласта может быть значительно ниже общей нефтенасыщенной мощности.

Одной из наиболее характерных черт строения доманикоидных коллекторов является их значительная трещиноватость. Наряду с тектоническими трещинами широкое развитие имеют литологические трещины и стилолиты, которые, если они открыты, — а это подтверждается фотографиями многих больших шлифов — способствуют не только улучшению фильтрационных свойств, но также и формированию дополнительной полезной емкости, которую следует учитывать при подсчете запасов [19]. Как правило, в нефтенасыщенных карбонатных коллекторах основным вместилищем УВ являются трещины поздней генерации, которые секут трещины ранней генерации, заполненные вторичными минералами.

Отмеченные особенности строения карбонатных резервуаров, к которым относятся и доманикоидные коллекторы бурегско-турнейского комплекса, требуют применения специфической технологии при бурении скважин, вскрытии и опробовании пластов для достоверной оценки нефтенасыщенности и нефтеотдачи.

Для определения истинного значения нефтенасыщенности в карбонатных коллекторах важное значение имеет остаточная водонасыщенность. Наиболее достоверным методом ее определения является использование при бурении растворов на нефилтрукующей основе.

Самый неэффективный способ вскрытия пластов — пулевая перфорация. Так, при простреле колонны 20 отверстиями на 1 м пласта вскрывается не более 4,5% его поверхности. Малоблагоприятно также вскрытие с помощью кумулятивной перфорации, так как глубина вскрытия может оказаться меньше глубины капиллярной пропитки и кольматации глинистым и цементным растворами.

С учетом высказанных соображений рекомендуется применять при вскрытии пластов растворы нефилтрукующего ряда, а также создавать открытые забои с установкой башмаков колонн над продуктивными пластами путем манжетных заливок.

Успешно зарекомендовал себя метод создания забойных каверн многократными солянокислотными ваннами. При этом в случае повышенного содержания кремнезема рекомендуется производить создание каверн смесью соляной и грязевой кислот. При условии высокой трещиноватости во избежание селективного ухода кислоты в трещины перед созданием каверн предварительно следует закачивать в скважины под давлением смесь мела с соляровым маслом.

В карбонатных коллекторах, сложенных плотными породами, типичными для доманикоидных формаций, необходимо "оживить" залеченные битуминозным веществом трещины, по которым продвигались эмигрировавшие УВ. Для восстановления таких каналов (с целью повышения нефтеотдачи пласта) рекомендуются торпедирование и гидроразрывы, способствующие раскрытию сомкнутых и созданию новых трещин, а также послойному расчленению пласта.

Из теоретических исследований известно, что образовавшиеся при гидроразрыве трещины (за счет раскрытия сомкнутых трещин) увеличивают фильтрационные свойства призабойных зон, а главное — восстанавливают гидродинамическую связь забоя с пластами, нарушенную при смыкании трещин в призабойных зонах за счет местной разгрузки горного давления.

Глубина распространения трещин при гидроразрыве не зависит от прочности пород, а связана с объемом закачанной жидкости. Данные условия показывают возможность не только создания и раскрытия имеющихся трещин в призабойной зоне скважины, но и продвижения их вглубь до соединения с существующими системами трещин и создания таким путем дренажной системы, способной повысить нефтеотдачу пласта.

Эффективность дренажной системы будет зависеть от степени раскрытости трещин, которая определяется для карбонатного коллектора по формуле $\omega = 1,65 \Delta P l / E$, где ω — ширина вертикальной трещины; E — модуль упругости Юнга; l — длина трещины по вертикали; $\Delta P = q - \beta^0 (V / (1 - V)) \Delta P \sigma$, где ΔP — давление разрыва; q — геостатическое давление; β — величина разгрузки в пласте; V — коэффициент Пуассона; σ — напряжение на растяжение в пласте, вызывающее разрыв пласта.

Как известно, вновь созданные и имеющиеся трещины быстро теряют фильтрующую способность вследствие их смыкания. Во избежание этого рекомендуется закреплять их закачкой кварцевого песка с добавлением стеклянных шариков определенного диаметра. Закачкой калиброванных шариков определяется минимальная величина раскрытости трещин. При этом количество закачанного в зону разрыва песка дает представление об объеме созданной трещинной дренажной системы, которая обеспечивает благоприятные условия для выработки матрицы нефтенасыщенного пласта-коллектора.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основным результатом выполненной работы является обоснование реальных перспектив доманикоидных формаций верхнего девона-турне в главных нефтедобывающих районах Волго-Уральской провинции, приближенная оценка долевого участия доманикоидов в прогнозных геологических ресурсах карбонатных продуктивных комплексов палеозоя Волжско-Камской антеклизы.

Наибольшие перспективы связываются с центральными районами - Восточной Татарией и Башкирией, где уже открыт ряд промышленных нефтескоплений. Данные территории характеризуются сочетанием благоприятных геолого-геохимических условий: широким развитием некомпенсированных впадин и прогибов, наличием рифогенных сооружений в пределах депрессионных фаций, высоким нефтегенерационным потенциалом НГМТ, а кроме того, высокой степенью изученности доманикоидов бурением в указанных районах в связи с большим объемом разведочных работ на базисные горизонты терригенного девона, в процессе которых доманикоидная формация обязательно вскрывается скважинами как попутный объект.

К северу, северо-западу (Пермская область, Удмуртия) и югу, юго-востоку (Куйбышевская и Оренбургская области) количество нефтепроявлений в доманикоидах уменьшается, а промышленные скопления становятся единичными.

По разрезу доманикоидных формаций наиболее перспективными на нефть являются осветленные, менее битуминозные и окремнелые разности известняков и доломитов бурегско-заволжского комплекса, включая рифогенные породы. Резервуары имеют весьма сложное строение пустотного пространства, усугубляемое наличием в нем кремнистого, глинистого и битуминозного вещества. Для повышения эффективности поисково-разведочных работ необходимы совершенствование методики выявления перспективных интервалов промыслово-геофизическими методами, а также более совершенная технология проводки скважин, вскрытия и опробования пластов.

В рамках выполненной работы систематизирован обширный фактический материал по литофациям, тектонике, палеотектонике, геохимическим, гидрогеологическим и термобарическим условиям доманикоидов в пределах изученной территории Волго-Уральского региона. Уточнены границы некомпенсированных впадин и прогибов, построены схемы распространения тектонических линеаментов, оказывающих существенное влияние на формирова-

ние коллекторов и миграционные процессы, обоснованы параметры оценки масштабов нефтеобразования объемно-генетическим методом, впервые приведены сведения о минеральном и газовом составах пластовых вод доманикоидных формаций.

Представляемая работа должна рассматриваться как первый этап на пути освоения нефтяных ресурсов доманикоидных формаций Волго-Уральской провинции. На следующем этапе следует предусмотреть организацию полигонов на наиболее перспективных участках (Альметьевская вершина Южно-Татарского свода, Актаныш-Чишминский прогиб в пределах Благовещенской впадины), где оценочные скважины, размещаемые в пределах уже выявленных месторождений или вблизи от них, должны быть пробурены с применением совершенной технологии для выяснения возможности увеличения нефтеотдачи.

В зависимости от результатов опытно-методических работ на полигонах следует в дальнейшем планировать геологопоисковые и разведочные работы на перспективных территориях. При этом необходимо уделять большое внимание опробованию доманикоидов в скважинах, которые бурятся на терригенный девон, методами возврата в колонне или открытым забоем в процессе бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алейников А.Л., Беллавино О.В., Дьяконов Б.П. и др. Нарушенность земной коры по данным съемок из космоса и связь с ней полезных ископаемых // Геофиз. журн. 1983. Т. 5, № 3. С.45-52.
2. Аминов Л.З., Амосов Г.А., Белонин М.Д. и др. Анализ схем формирования и прогноз нефтегазоносности структур. Л.: Недра, 1977. 187 с.
3. Амосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П. Палеотемпературы преобразования нефтегазоносных отложений. М.: Наука, 1980. 112 с.
4. Аширов К.Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. М.: Недра, 1965. 170 с.
5. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977. 231 с.
6. Бекетов В.М. Модель образования и некоторые вопросы классификации осадков доманикового типа // Генетическая классификация нефтей, газов и рассеянного органического вещества пород. Л.: ВНИГРИ, 1981. С.72-85.
7. Биктяшева Р.М. Региональная нефтеносность верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса Татарии // Геология нефти и газа. 1980. № 4. С.51-55.
8. Брюханов Ю.В. Результаты региональных работ в Соликамской впадине и дальнейшие их направления // Направления и методика поисково-разведочных работ в Пермском Прикамье. М.: ИГиРТИ, 1984. С.12-17.
9. Быков В.Н., Поповин В.В., Наборщиков И.И. и др. Карбонатные отложения - основной объект поисков и разработки новых залежей нефти и газа в Урало-Поволжье. М.: Недра, 1982. 151 с.
10. Вайнбаум С.Я., Григорьева Г.Ф., Горелова Т.Я. и др. Геохимические условия осадконакопления палеозоя Куйбышевской области в связи с нефтеобразованием (девонские отложения). Куйбышев, 1961. 170 с. (Тр. КуйбышевНИИ; Вып. 13).
11. Вайнбаум С.Я., Зайдельсон М.И., Копрова Н.А. и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. М.: Недра, 1973. Т. 5: Куйбышевское Поволжье. 293 с.
12. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. М.: Недра, 1980. 202 с.
13. Гуляева Л.А., Завьялов В.А., Поделько Е.Я. Геохимия доманиковых отложений Волго-Уральской области. М.: Изд-во АН СССР, 1961. 102 с.
14. Гуляева Л.А., Поделько Е.Я., Тихомиров В.И. Особенности состава нерастворимых остатков карбонатных отложений верхнего девона-турне Камско-Кинельских прогибов // Геохимия карбонатных отложений Камско-Кинельских прогибов. М.: ИГиРТИ, 1975. С.3-15.
15. Гурари Ф.Г. Возможные типы коллекторов, связанных с доманикитами // Геология и геофизика. 1981. № 12. С.3-9.
16. Данилов В.И., Беллерова В.А. Нефти палеозоя Среднего Поволжья и их связь с органическим веществом пород доманиковой фации // Экология нефтегазообразования в истории Земли. М.: Изд-во МГУ, 1984. С.37-39.
17. Жузе А.Г., Шапиро А.И., Тарасова Т.Г. и др. Модель миграции нефти в биогермных массивах позднего девона-раннего карбона // Геология нефти и газа. 1984. № 4. С.42-44.
18. Зайдельсон М.И., Чистовский А.И., Барс Е.А. и др. Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области. М.: Недра, 1973. 280 с.
19. Комплексные исследования трещинных коллекторов и опыт подсчета в них запасов нефти / Под ред. Е.Н.Смехова. Л.: Гостоптехиздат, 1963. 200 с.
20. Корольки И.К., Летавин А.И., Мкртчян О.М., Хачатрян Р.О. Структурно-формационные критерии прогноза нефтегазоносности // Теоретические основы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. М.: Наука, 1984. С.47-63.
21. Кузнецов В.Г. Нефтегазоносность депрессионных фаций верхнего девона-турне Оренбургской области // Изв. вузов. Нефть и газ. 1964. № 12. С.3-5.
22. Ларская Е.С. Диагностика и методы изучения нефтематеринских толщ. М.: Недра, 1983. 195 с.
23. Максимова С.В. Эколого-фациальные особенности и условия образования доманика. М.: Наука, 1970. 120 с.
24. Марковский Н.И. Палеогеографические условия размещения крупных залежей нефти. М.: Недра, 1965. 399 с.
25. Мирчинк М.Ф., Мкртчян О.М., Трохова А.А., Митрейкин Ю.Б. Палеотектонические и палеогеоморфологические особенности Волго-Уральского доманикового бассейна // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1975. № 12. С.3-10.
26. Мирчинк М.Ф., Мкртчян О.М., Хатьянов Ф.И. и др. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методики поисков. М.: Недра, 1974. 152 с.
27. Мкртчян О.М., Тихомиров В.И., Трохова А.А. Формации доманикоидного типа и их нефтегазоносность // Формационный анализ в нефтяной геологии. М.: ИГиРТИ, 1981. С.40-58.
28. Мкртчян О.М. Палеоструктурный анализ ранних этапов формирования палеозойского чехла Волго-Уральской области // Геоструктурный анализ Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: Наука, 1977. С.30-46.
29. Мкртчян О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской платформы. М.: Наука, 1980. 134 с.
30. Муслимов Р.Х., Грунис Е.Б., Хайретдинов Р.Р. и др. Результаты разведки и опытно-промышленной разработки залежей нефти в семилукско-бурегских отложениях Татарии // Геология нефти и газа. 1987. № 11. С.51-54.
31. Неручев С.Г., Rogozina Е.А., Парпарова Г.М. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. Л.: Недра, 1986. 247 с.

32. Родионова К.Ф. Геохимия органического вещества палеозойских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной области // Тр. ВНИГНИ. 1963. Вып. 78. С.143-153.
33. Родионова К.Ф., Максимов С.П. Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы фанерозоя. М.: Недра, 1981. 360 с.
34. Сахибгареев Р.С. О связи литологии и литогенеза с геофлюидодинамическими процессами // Проблемы геофлюидодинамики. М., 1976. С.47-68. (Тр. ВНИГРИ; Вып. 387).
35. Сверчков Г.П., Амосов Г.А., Иванова К.П. и др. Балансовая оценка процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в Волго-Уральской провинции // Сов. геология. 1977. № 9. С.17-31.
36. Тихомиров В.И. Геохимические обстановки диагенеза и органическое вещество пород карбонатной формации верхнего девона-нижнего карбона (турне) // Геохимия карбонатных отложений системы Камско-Кинельских прогибов. М., 1975. С.50-60.
37. Тихомиров В.И., Лосицкая И.Ф. Накопление аутигенного кремнезема в среднефранско-турнейской карбонатной толще востока Русской платформы // Литология и полез. ископаемые. 1980. № 2. С.16-20.
38. Хачатрян Р.О. Формации девона и карбона востока Русской платформы // Докл. АН СССР. 1964. Т. 159, № 6. С.1293-1296.
39. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. М.: Наука, 1979. 172 с.
40. Чепиков К.Р., Ермолова Е.П., Середа Т.Т. О постседиментационных преобразованиях и миграции нефти в доманиковых и мендымских отложениях Северной Башкирии // Вопросы миграции нефти и формирования пород-коллекторов. М.: ИГиРГИ, 1972. С.7-19.
41. Шultz С.С. Тектоника земной коры. Л.: Недра, 1979. 272 с.
42. Якубсон З.В., Тихомиров В.И., Чахмахчев В.А. О генетической связи нефтей с органическим веществом палеозойских отложений Пермского Приуралья // Геология нефти и газа. 1980. № 7. С.32-37.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
Геология и условия формирования доманикоидных формаций (Е.Г.Семенова, Г.Е.Голодовкина, Е.Я.Суровиков, М.И.Зайдельсон)	5
Геохимические условия формирования доманикоидных формаций (С.Я.Вайнбаум, Н.А.Копрова, В.А.Беллерова)	25
Коллекторские свойства отложений доманикоидных формаций и пути совершенствования их изучения промышленной геофизикой (М.И.Зайдельсон, Е.А.Зинина, Л.З.Цлав)	37
Нефтегазоносность доманикоидных формаций Волго-Уральской про- винции (М.И.Зайдельсон, Е.Я.Суровиков, С.Я.Вайнбаум, В.А.Бел- лерова, К.Б.Аширов)	51
Заключение	74
Литература	76

CONTENS

Introduction	3
Geological conditions of domanicoid formations (E.G.Semenova, G.E.Golodovkina, E.J.Surovnikov, M.I.Zaidelson)	5
Geochemical conditions of domanicoid formations (S.J.Vainbaum, N.A.Koprova, V.A.Bellerova).....	25
Collecting properties of domanicoid rocks and ways of improving their evaluation by geophysical methods (M.I.Zaidelson, E.A.Zinina, L.Z.Tzlav).....	37
Oil and gas bearing capacity of domanicoid formations of Volga-Ural region (M.I.Zaidelson, E.J.Surovnikov, S.J.Vainbaum, V.A.Bellerova, K.B.Achirov).....	51
Conclusion.....	74
Literature.....	76