

А К А Д Е М И Я Н А У К С С С Р
К О М И Ф И Л И А Л

НАУЧНЫЕ
РЕКОМЕНДАЦИИ



НАРОДНОМУ
ХОЗЯЙСТВУ

*Прогноз
нефтегазоносности
Тимано-Печорской
провинции*

С Ы К Т Ы В К А Р • 1 9 8 1

Академия наук СССР
Коми филиал

Серия препринтов сообщений
"Научные рекомендации - народному хозяйству"

Выпуск 27

В.А.Дедеев, Л.З.Аминов, Н.И.Тимонин, Г.Д.Удот, Н.В.Беляева,
В.А.Мельникова, Т.В.Майдль, В.Ф.Удот, Б.А.Пименов

**ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ
ПРОВИНЦИИ**

Утверждено на заседании Президиума
Коми филиала АН СССР
19 июля 1980 г.

Сыктывкар 1981

УДК 553.98(470.13)

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ
ПРОВИНЦИИ. В.А.Дедеев, Л.З.Аминов, Н.И.Тимонин,
Г.Д.Удот, Н.В.Беляева, В.А.Мельникова,
Т.В.Майдль, В.Ф.Удот, Б.А.Пименов. Серия преприн-
тов сообщений "Научные рекомендации - народному хо-
зяйству", Коми филиал АН СССР, 1981, вып. 27.

Приводятся данные о закономерностях распространения
залежей нефти и газа, выделяются региональные нефтегазо-
носные комплексы, обосновывается оценка перспектив их
нефтегазоносности. Намечены районы проведения первоочеред-
ных поисково-разведочных работ.

Редакционная коллегия

В.П.Подоплелов (отв. редактор), М.П.Рощевский (зам. отв. ре-
дактора), Е.Г.Калинин, И.В.Забоева, Н.А.Манов, В.Я.Овчен-
ков, Н.Н.Рочев, С.Х.Сажин, М.В.Фишман



Коми филиал АН СССР, 1981

Прогноз нефтегазоносности любой территории определяет объемы, рациональный комплекс и капиталовложения планируемых геологоразведочных работ. Достоверность такого прогноза — это основа геологической эффективности поисковых работ на нефть и газ. Поэтому естественно, что его уточнение имеет важное народнохозяйственное значение.

Оценка перспектив нефтегазоносности территории обычно представляет заключительный этап ее комплексного регионального геолого-геофизического изучения. Она базируется на всестороннем анализе факторов, определяющих условия и потенциальные возможности генерации углеводородов (УВ), закономерности формирования, распространения и сохранения залежей нефти и газа. При этом предусматривается как перспективная оценка отдельных нефтегазоносных горизонтов, то есть распределение залежей по разрезу и степень концентрации в них запасов УВ, так и нефтегеологическое районирование территории по отдельным горизонтам или группам продуктивных горизонтов.

В основу проведенных авторами исследований были положены литолого-фациальные и палеогеографические карты, а также результаты обобщения региональных и поисково-разведочных геолого-геофизических работ, выполненные в Институте геологии Коми филиала АН СССР, в Ухтинском территориальном геологическом управлении (УТГУ), Ухтинской тематической экспедиции УТГУ и Всесоюзном нефтяном научно-исследовательском геологоразведочном институте (ВНИГРИ).

1. ПЕЧОРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ БАССЕЙН

Печорский нефтегазоносный бассейн (НГБ) часто называют Тимано-Печорским, Однако Тиман в длительные периоды геологической истории представлял собой лишь структурные ограничения седиментационного бассейна. Поэтому название "Печорский НГБ", по нашему мнению, более правильно характеризует область седиментации, совпадающую в современном плане с одноименной Печорской синеклизой. Это правильно и с точки зрения приоритета, так как впервые было предложено академиком А.П.Павловым в 1903 г.

В геологическом развитии Печорского НГБ можно выделить три крупных этапа, для каждого из которых характерны специфические особенности седиментогенеза, обусловленные, в первую очередь, тектоническими факторами (рис.1).

Первый, вендско-раннекембрийский (?) этап приурочен в основном к посторогенному развитию байкалитид. Он признается далеко не всеми геологами. В южных районах бассейна с ним связывается образование седьельско-нибельского терригенного комплекса, охарактеризованного позднерифейско-вендскими акритархами [19]. По литологическим признакам эти осадки сопоставляются многими геологами [1, 6, 7] с ордовикскими отложениями Урала и Приуралья и соответственно отнесены к более молодому этапу.

В северных районах вендские посторогенные молассоидные образования, залегающие в низах осадочного чехла, отнесены рядом исследователей к седуюжинской серии [13], сопоставляемой с лаптопайской свитой Урала. Достаточно мощные по геофизическим данным (500-1500 м) терригенные образования последней можно предполагать в низах платформенного чехла Коротайхинской, Косью-Роговской и Верхне-Печорской впадин.

В целом, накопление осадков в этот период происходило, видимо, в остаточных межгорных впадинах и прогибах бай-

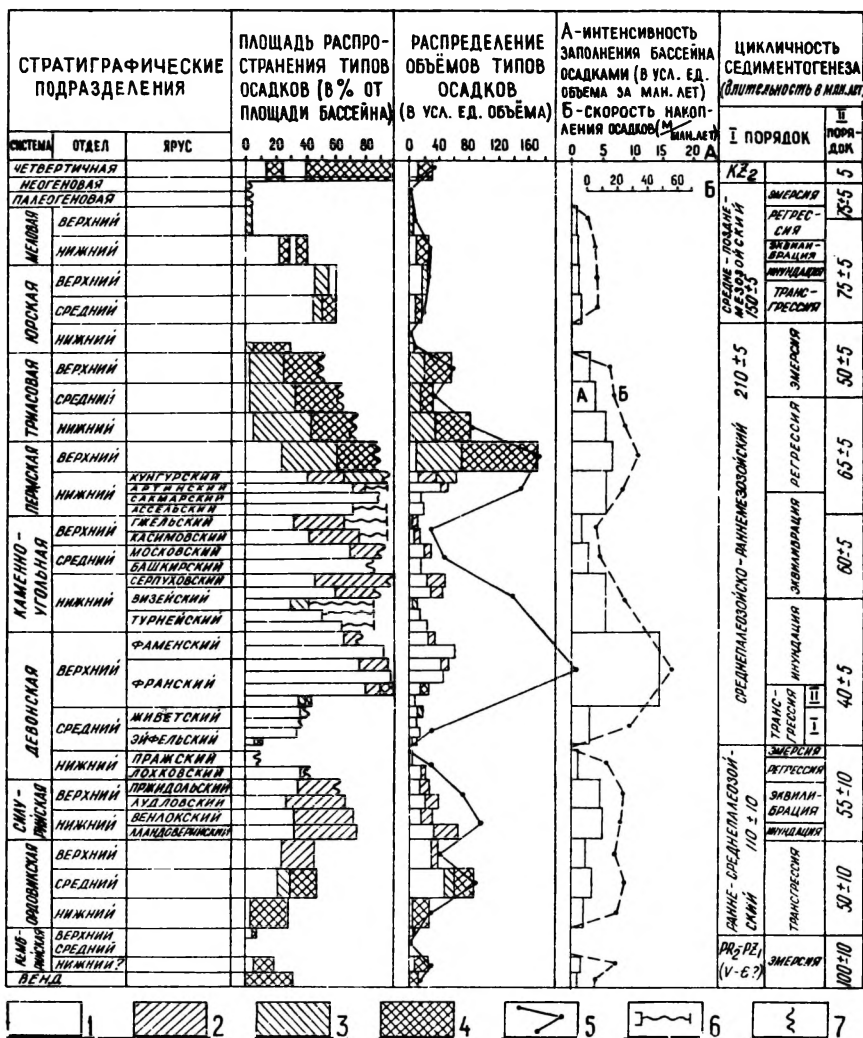


Рис. 1. Цикличность седиментогенеза Печорского бассейна

1-4 - площади распространения и объемы осадков: 1 - открытого моря, мелкого и глубокого шельфа, 2 - внутренних морей, заливов и озер с повышенной соленостью (солеродных бассейнов), 3 - лагунных, болотных и озерных, также углесодержащих; 4 - прибрежных и возвышенных равнин, плато, нагорий (континентальные комплексы); 5 - суммарные объемы пород по отделам. Размыты осадков: 6 - регио-нальные и зональные; 7 - локальные.

калит (например, Ижма-Печорская, Хорейверская, Приуральская). Объем терригенных пород, накопившихся в течение этого этапа, не превышает 2-3% от общего объема осадочных пород бассейна.

Второму, ордовикско-триасовому этапу характерны нарастания погружений фундамента и соответствующие увеличения мощностей осадочных пород в восточном и северо-восточном направлениях, в сторону Уральской палеозойской геосинклинали. Последняя к концу этапа превратилась в горную область. В центральной части бассейна заложился и полностью развился Печоро-Колвинский авлакоген, также раскрывавшийся в Уральскую геосинклиналь. Осадконакопление происходило практически на всей территории НГБ. Осадки этого этапа составляют свыше 90% от современного объема осадочных пород. Скорость заполнения бассейна осадками изменялась от 3 до 5 тыс. куб. км в 1 млн. лет. Фациальный и литологический состав осадков определялся активным развитием Уральской геосинклинали. Тип бассейна седиментации перикратонный на востоке и интракратонный на западе.

Третий, юрско-кайнозойский этап знаменуется резким изменением регионального наклона Печорской плиты на север и северо-запад, в сторону бореального Баренцевоморского бассейна. В связи с этим максимальные объемы осадков отмечаются в северной части Печорского бассейна. Объем терригенных пород этого этапа составляет 6,2% от общего объема пород бассейна.

По существующим классификациям [10] Печорский бассейн относится к крупным (мезо-бассейнам).

2. ВЫДЕЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ

Одним из важнейших факторов, определяющих распространение нефтегазогенерирующих толщ (НГГТ), коллекторов, покрышек и залежей УВ в разрезе, является цикличность геологических событий, в частности проявление тектонических процессов и соответствующих им типов седиментогенеза [14, 16].

Рассмотрение эволюции условий седиментогенеза в Печорском бассейне позволило выделить пять крупных циклов первого порядка (табл.1). В составе каждого из них можно наметить более мелкие циклы второго порядка (рис.1). Наи-

Таблица 1

Объем разнофациальных осадков Печорского бассейна (в %)

Циклы седиментации	Открытое море, мелкий и глубокий шельф	Внутренние моря, заливы и лагуны с повышенной солесностью (солеродные бассейны)	Лагуны, озера, болота, в том числе углосодержащие комплексы	Прибрежные и возвышенные равнины, нагорья (континентальные комплексы)	Всего	Скорость седиментации, м/млн.лет	Тип бассейна седиментации
Позднекайнозойский	0,7	-	-	1,4	2,1	20	Интракратонный
Средне-позднемезозойский	3,7	0,1	-	0,3	4,1	$\frac{1-6^{**}}{2,1}$	- " - " -
Среднепалеозойско-раннемезозойский	34,6	11,7	6,8	14,3	67,4	$\frac{10-42}{21,5}$	Приорогенный, перикратонный
Ранне-среднепалеозойский	12,9	1,2	6,2	3,3	23,6	$\frac{13-30}{17,2}$	Пригеосинклинальный, перикратонный
Позднепротерозойско-раннепалеозойский	-	-	-	2,8	2,8	3	Приорогенный, посторогенный
	51,9	13	13	22,1	100		

Примечание*. В числителе - изменение скорости седиментации по фазам цикла, в знаменателе - средняя по циклу.

более полно изучены отложения среднепалеозойско-раннепалеозойского цикла. Нефтегазогенерирующие толщи здесь распространены закономерно и приурочены преимущественно к породам финально-трансгрессивной, инундационной и начально-регрессивной фазам цикла. Геохимическое изучение органического вещества (ОВ) нефтегазоматеринских толщ перми и девона наиболее перспективных северных районов Печорского бассейна выявило отчетливую связь генетического типа ОВ и объемов генерируемых УВ с литолого-фациальным составом отложений.

Наиболее благоприятные условия накопления и преобразования ОВ отмечаются в периоды интенсивного осадконакопления при трансгрессии моря и максимальном погружении бассейна.

Распространение, литология и мощность покровов в разрезе фанерозоя Печорского бассейна определяются циклическостью седиментогенеза, литолого-фациальным составом и катагенетической преобразованностью пород. Одним из важнейших показателей покровы является ее распространение по площади бассейна. Наиболее выдержанные по площади региональные покровы сформировались в кыновско-саргаевское и раннепермское время. Их образование отвечает максимуму трансгрессии и началу регрессии.

Кыновско-саргаевская покровы представлена преимущественно глинистыми и карбонатно-глинистыми отложениями. Зона развития покровы наилучшего качества отмечены на юге Ижма-Печорской впадины и Печоро-Колвинского авлакогена. Фациально они приурочены к области перехода относительно мелкого шельфа к глубокому. В северо-западном направлении, по мере приближения к береговой линии бассейна, качество покровы резко ухудшается за счет общего опесчанивания разреза, а в восточном направлении, в сторону более глубокого шельфа - за счет увеличения доли карбонатных пород.

Нижнепермская покровы имеет различный литологический состав (глинистый, глинисто-карбонатный и эвапоритовый) и "скользящий" возраст нижней границы: от ассельско-сакмарского во впадинах Предуралья до кунгурского в Печорской синеклизе (Хорейверская, Ижма-Печорская впадина и др.). Это связано как с постепенной сменой условий седиментации в бассейне, так и с влиянием раннепермских размывов. То и другое, в свою очередь, явля-

ется отражением интенсивных региональных тектонических движений, связанных с орогенными поднятиями Палеоурала. Мощность и литологический состав покрывки по площади не выдержаны. Наилучшие покрывки развиты в Верхне-Печорской впадине (эвапоритовая толща мощностью до 1000 м) и на территории Большеземельской тундры [5].

Остальные покрывки отнесены к зональным и локальным. Они имеют меньшее распространение, так как отвечают трансгрессивным и регрессивным фазам седиментогенеза циклов более низких порядков.

Закономерное распределение нефтегазоматеринских толщ и покрывок, различная выдержанность последних по площади определили основные черты нефтегазонакопления:

- 1) многочисленность и относительная равномерность распределения нефтегазосборных горизонтов по разрезу бассейна;
- 2) неравномерность концентраций запасов УВ [3,11,12, 21].

В настоящее время известно более 30 продуктивных горизонтов (рис.2). Приуроченность к ним разведанных запасов УВ резко неодинаковая. Основная доля запасов приходится на две нефтегазосборные толщи. Нижняя объединяет эйфельские, живетские и пашийские терригенные отложения. Здесь по состоянию на 1.I.78 г. сконцентрировано примерно 38% открытых геологических запасов нефти и газа. Верхнюю толщу слагают карбонатные породы позднекаменноугольного-раннепермского возраста. Они содержат до 56% разведанных геологических запасов УВ. Нижняя нефтегазосборная толща соответствует отложениям начальной трансгрессии среднепалеозойско-раннемезозойского цикла I порядка, верхняя - осадкам эквипирации*, предшествующей регрессии того же цикла.

Таким образом, наилучшие условия для нефтегазонакопления отмечаются в породах, образующихся в начальной трансгрессивную и эквипирационную фазу циклов седиментогенеза. В зависимости от выдержанности покрывок по площади бассейна - это или региональные или зональные нефтегазные комплексы. Локальные покрывки контролируют соответствующие локальные комплексы (рис.2). Отмечается опре-

* От латинского *aequilibris* - находящийся (находиться) в равновесии. Термин предложен впервые.

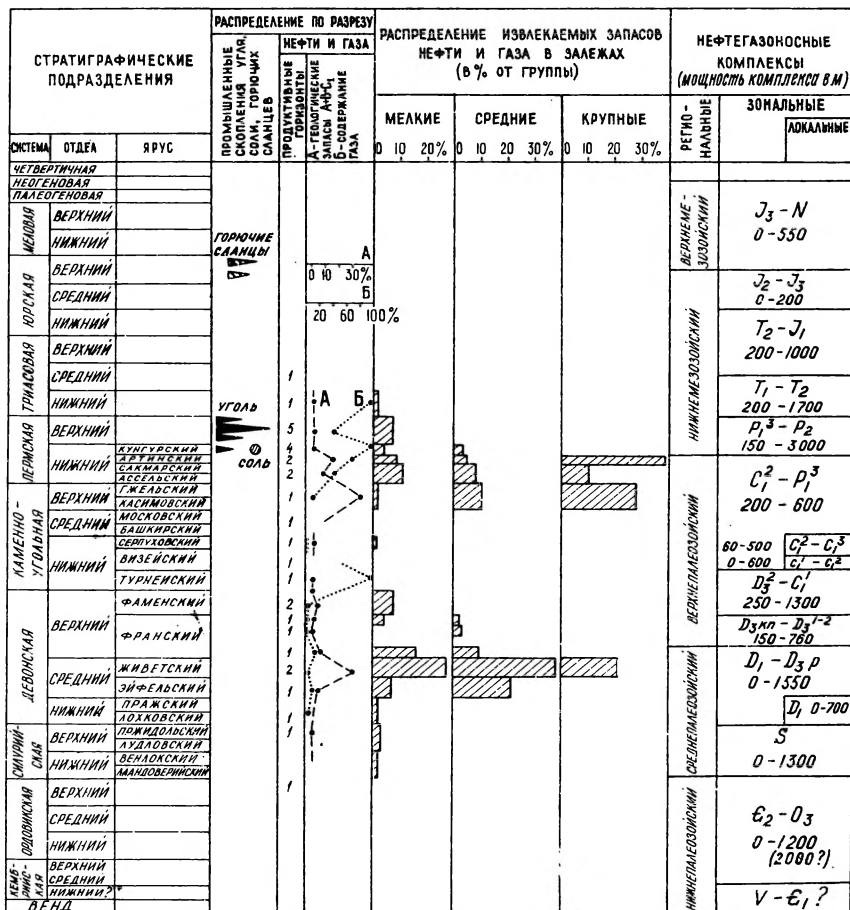


Рис. 2. Нефтегазовые комплексы Тимано-Печорской провинции

деленная закономерность в распределении залежей УВ по величине их запасов, В региональных нефтегазовых комплексах открыты залежи от мелких до крупных, в зональных нефтегазовых — мелкие и средние, в локальных — преимущественно мелкие.

Для платформенных условий в качестве вероятного закона установлено, что от 80 до 90% известных запасов нефти и газа сконцентрировано в тех же литолого-стратиграфических комплексах, в которых произошла их генерация [14]. Поэтому нефтегазопроизводящие свиты, толщи коллекторов и

флюидоупоров, на основе единства процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления объединяются в региональные нефтегазоносные комплексы. Сверху и снизу они ограничены региональными или системами зональных флюидоупоров.

Обобщенную схему строения регионального нефтегазоносного комплекса можно принять следующей: нижняя часть представлена преимущественно нефтегазопроизводящими отложениями, сформировавшимися в начально-регрессивную, финально-трансгрессивную или индустриальную фазы циклов седиментогенеза. Это основные зоны генерации УВ. Выявленные здесь нефтегазосборные горизонты относятся к категориям локальных или зональных. Значительная часть залежей литологически ограниченные, тип ловушек – тектонический и био-генный. Верхняя часть комплекса – нефтегазосборная. Она соответствует отложениям начально трансгрессивной или эквilibрационной фаз циклов седиментогенеза. Нефтегазосборные горизонты регионально или зонально нефтегазоносны. Залежи сводовые, стратиграфически и литологически экранированные. Тип ловушек – тектонический, седиментогенный и экзогенный.

В разрезе Печорского бассейна можно выделить пять региональных нефтегазоносных комплексов: нижнепалеозойский, среднепалеозойский, верхнепалеозойский, нижнемезозойский, верхнемезозойский (рис.2). Из них к среднепалеозойскому комплексу приурочено 34,4% выявленных геологических запасов по промышленным категориям А + В + С₁, верхнепалеозойскому – 61,8%, нижнемезозойскому – 3,8%.

По особенностям нефтегазонакопления в составе региональных комплексов можно выделить зональные и локальные нефтегазоносные комплексы, характеризующиеся сходством в строении залежей нефти и газа. Каждый из них должен являться самостоятельным объектом поисково-разведочных работ.

3. ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА

Размещение залежей УВ по площади бассейна и величина их запасов определяются многими критериями. Важнейшие из них были объединены нами в две группы факторов, определяющих:

- 1) возможность и масштабы нефтегазообразования;
- 2) возможность и объемы нефтегазонакопления.

В каждой из групп выделены критерии региональные (генетические) и зональные (оценочные). Первые определяются ходом развития седиментационного бассейна (СБ). Вторые отражают количественную оценку происходивших процессов и служат непосредственными показателями перспективности той или иной территории (табл.2,3). Условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления по степени их проявления подразделены на три группы: высокоблагоприятные, благоприятные и малоблагоприятные. Условия нефтегазообразования подразделены на геологические и геохимические (табл.2). Первые характеризуют режим и обстановку накопления, литологический состав, содержание в разрезе пород, с которыми связаны потенциальные возможности нефтегазогенерирующих толщ. Геохимические условия определяют генерационный потенциал нефтегазопроизводящих толщ (содержание ОВ в породе, масштабы эмиграции УВ из НГГТ) и преобладающий тип генерируемых УВ (по генетическому типу ОВ и стадии его катагенеза).

Условия нефтегазонакопления характеризуются тремя видами основных показателей: строением резервуаров, объемом и типом ловушек, качеством покрышек (табл.3). При этом резервуары и ловушки обуславливают тип, строение, величину запасов как отдельных залежей, месторождений, так и нефтегазосборные возможности крупных тектонических элементов. От качества и типа покрышки, интенсивности и направленности формирования ловушек зависят размеры нефтегазосборных площадей и условия сохранности залежей нефти и газа.

Цикличность геологического развития Печорского НГБ на его определенных стадиях предопределила условия, наиболее благоприятные для формирования сводовых, валообразных поднятий и структур. Структурообразующие движения обусловили периоды перестроек структурных планов территории. Проявились они неравномерно, а их интенсивность в отдельных частях бассейна сильно различалась. Недостаток фактических данных, к сожалению, не дает возможности в полной мере представить количественную оценку этих движений. Те

Критерии условий нефтегазообразования

Критерии нефтегазообразования	Условия		
	высокоблагоприятные	благоприятные	малоблагоприятные
	Геологические критерии		
	Региональные (генетические)		
Обстановка седиментации	Инундация, трансгрессия	Трансгрессия, начало регрессии	Регрессия, эквипарация
Характер седиментации (тектоническая принадлежность)	Перикратонный, авлакогенный	Пригеосинклиальный, приорогенный	Интракратонный, посторогенный
Скорость накопления осадков, м/млн.лет	> 30	30-20	< 20
Процессы, приводящие к потере углеводородов (УВ) из потенциально нефтегазогенерирующих толщ (НГГТ)	Отсутствуют геологические процессы	Геологические процессы и сопутствующие им кратковременные неглубокие размывы носят локальный характер	Длительные и неоднократные региональные геологические процессы и интенсивные размывы отложений, перекрывающих НГГТ.
	Зональные (оценочные)		
Объем пород НГГТ, тыс.км ³	> 20	20-5	< 5
"Глинистость" разреза, %	> 50	50-25	< 25
Литолого-минералогический состав НГГТ	Глины монтмориллонитового и гидрослюдистого состава	Глина гидрослюдистого и каолинитового состава, глинисто-карбонатные породы	Карбонатные породы, алевриты
	Геохимические критерии		
	Региональные (генетические)		
Содержание НГГТ в разрезе, %	> 50	50-25	< 25
Мощность отдельных пластов НГГТ, определяющих условия эмиграции УВ, м	< 25	25-50	> 50
Генетический тип ОБ	Сапропелевый, гумусо-сапропелевый	Сапропелево-гумусовый	Гумусовый
Катагенетическая эволюция и превращенность ОБ (стадии катагенеза ОБ и фазы нефтегазообразования даны по Н.Б. Вассоевичу, С.А.Неручеву и др.)	МК ₃ -АК (> 4 км) ГФН - ГФГ	МК ₂ (2-4 км) ГФГ+ГФН	ПК - МК ₁ (< 2 км) НФГ
	Зональные (оценочные)		
Содержание в породе С _{орг} , %	> 2,5	1-2,5	< 1
Содержание в породе битумида А _{хл} , %	> 0,08	0,02-0,08	< 0,02
Возможная эмиграция УВ, %	> 50	25-50	< 25
Эмиграция УВ из НГГТ (тыс.т/км ² условного топлива)	> 400	150-400	< 150
Нефтегазогенерационный потенциал отложений (млрд.т условного топлива)	> 30	10-30	< 10

Коэффициент аккумуляции принят равным 1%.

Таблица 3

Критерии условий нефтегазоаккумуляции

Продолжение таблицы 3

Критерии нефтегазоаккумуляции	Условия		
	высокоблагоприятные	благоприятные	малоблагоприятные
Природный резервуар			
Региональные (генетические) условия формирования	Трансгрессия, экаклибрация	Регрессия	Инундация
Выдержанность, тип	Региональный, массивный, пластовой	Региональный, зональный; массивный, пластовой	Локальный; ограниченный
Условия миграции	Не ограниченные	Частично ограниченные	Значительно ограниченные, ограниченные
Современные гидродинамические условия водообмена	Весьма затрудненные	Весьма затрудненные, затрудненные	Затрудненные, свободные
Зональные (оценочные)			
Содержание коллекторов, %	>50	50-25	<25
Мощность основных пластов коллекторов, м	>10	10-5	<5
Емкость коллекторов: пористость ($K_{п}$, %)	Высокая $K_{п} > 15$	Средняя $K_{п} = 10-15$	Низкая $K_{п} < 10$
проницаемости ($K_{пр}$ в мд)	$K_{пр} > 300$	$K_{пр} = 50-300$	$K_{пр} < 50$
Ловушка			
Региональные (генетические) структурная приуроченность	Своды и их склоны, борта предгорных прогибов, крупные авлакогены	Авлакогены, борта впадин	Центральные части впадин, моноклинали
Современные площади нефтегазоаккумуляции, %	>20	20-5	<5
Порядок структур, контролирующих нефтегазосбор и нефтегазоаккумуляцию	I	II	III
Преобладающий генетический тип	Тектонические сводовые	Биогенные, седиментогенные, экзогенные, сводовые и экранированные	Тектонически экранированные, постседиментационные
Положение ловушки относительно нефтегазогенерирующих толщ	В составе нефтегазосборных толщ регионального нефтегазосборного комплекса, имеющего НГТТ	В составе НГТТ	В нефтегазосборных комплексах, не имеющих НГТТ

Критерии нефтегазоаккумуляции	Условия		
	высокоблагоприятные	благоприятные	малоблагоприятные
Зональные (оценочные)			
Преобладающий объем, км ³	>3	3-0,5	<0,5
Возраст ловушки по отношению к нефтегазоносному горизонту	Одновозрастная	Одновозрастная, более молодая	Более молодая
Формирование ловушки относительно фаз нефтегазообразования	Одновозрастная ГФН	Более древнее и одновозрастное начальной (первой) фазе газообразования	Одновозрастное и более молодое, чем главная (вторая) фаза газообразования
Направленность, этапность и интенсивность формирования	Одноплановое, одно- и многоэтапное, слабоинтенсивное	Одноплановое, одноэтапное, слаботенсивное	Разноплановое, многоэтапное, интенсивное и сильно интенсивное
Покрышка			
Региональные (генетические)			
Условия формирования	Трансгрессия, начало регрессии	Регрессия, инундация	Эквиплибрация
Выдержанность	Региональная, зональная	Зональная, локальная	Локальная
Литологический состав	Соль, гипс, глины (до палеоглубин 2,5-3 км)	Глины (до палеоглубин 4,5-5 км), ангидриты, мергеля	Карбонатные породы
Зональные (оценочные)			
Однородность строения	Однородное, <25%	Слоистое, 25-50%	Слоистое, >50%
Мощность	Смешанное, <15%	Смешанное, 15-30%	Смешанное >25-30%
Нарушенность	В целом значительная, верхняя граница часто отчетливо не устанавливается, разновозрастная	Ненарушенная	Нарушенная, слабонарушенная, единичные разломы на крыльях ловушки
Экранирующие способности (по максимально избыточному давлению в открытых залежах нефти (н) и газа (г), кг/см ²).	Высокие >30 (н) - 80(г) Высота залежи >150 м	Средние 30-10(н)-80(г) Высота залежи 150-50 м	Низкие <10(н)-30(г) Высота залежи 50 м

же оценки, которые приведены ниже, носят ориентировочный характер.

На территории Печорского НГБ структурообразующие движения, зафиксированные в различных по интенсивности пере-рывах осадконакопления, наиболее отчетливо проявились:

- в предордовикское время,
- к началу среднедевонского времени,
- к началу фрайского века,
- в раннекаменноугольное время,
- к началу триасового времени,
- в предсреднеюрское время,
- в поздне меловое - палеогеновое время,
- в новейшее время.

Из них наибольшее значение для переформирования зале-жей УВ имели структурообразующие движения позднекамен-ноугольно - раннепермского и предсреднеюрского времени. Они вызвали значительные структурные перестройки рассмат-риваемой территории и существенно повлияли на образование залежей нефти и газа. Так, в позднекаменноугольное и ран-непермское время произошла полная перестройка структурно-го плана, существовавшего на рассматриваемой территории по крайней мере со среднего девона, а, возможно, и с ордо-вика. Это связано с деградацией соседней Уральской гео-синклинали и формированием на ее месте молодого орогена. В пределах Печорского бассейна наиболее значительные структурообразующие движения в это время происходили в Печоро-Колвинском авлакогене, на месте которого, в ре-зультате инверсии, сформировались Печорский и Колвинский палеовалы. Первый по площади совпадал с расположением трех современных разнородных структурных единиц: Печоро-Кожвинского мегавала, Средне-Печорского поперечного под-нятия Предуральского краевого прогиба и Тимахэзского под-нятия Западноуральской структурной зоны. Второй сформиро-вался на месте южной части современного Колвинского ме-гавала. Структурообразующие движения здесь происходили неоднократно. Это удалось выявить при детальном анализе разрезов скважин. Колвинский палеовал, вероятно, протяги-вался и дальше на юго-восток в пределы современного Нитчемью-Сынинского мыса Большесынинской впадины.

Значительные по амплитуде структурообразующие движе-ния в позднекаменноугольное - раннепермское время происхо-

дили и в пределах Мичаю—Пашнинской структурной зоны, где на отдельных структурах зафиксировано несогласное залегание артинских терригенных отложений на известняках нижнемосковского подъяруса (Вост.Савинобор) или даже серпуховского яруса (Сев.Савинобор). В это же время в пределах современной Макариха—Салюкинской антиклинальной зоны сформировалось валообразное поднятие, видимо протягивающееся на юго-восток до Кымбожьёвского поднятия. На востоке Большеземельской тундры также образовались валообразные поднятия на месте современных гряды Гамбурцева, Бергантымыльского поднятия и, возможно, вала Сорокина.

Локальные перерывы установлены в северной части Верхне-Печорской (на Нижне- и Средне-Вуктыльском поднятиях) и южной части Ижма—Печорской впадины.

Интенсивные тектонические движения в конце триаса — ранней юре, вызвали новую крупную перестройку структурного плана. В это время на востоке бассейна сформировались гряды Чернышева и поднятие Чернова, генетически и структурно связанные с молодой, вновь образованной Пайхойско-Южновоземельской складчатой областью. Значительно усложнилась морфология структур внешней западной зоны Урала и внутренней зоны Предуральского краевого прогиба. Наконец, как уже было отмечено выше, в средней юре рассматриваемая территория приобрела четко выраженный региональный наклон к северу, а не к востоку, в сторону Уральской геосинклинали, как это было в течение ордовика—карбона.

Интенсивные структурообразующие движения характерны и для Варандей—Адзвинской зоны, особенно гряды Гамбурцева, где на Нядейюской структуре вследствие глубокого размыва среднеюрские отложения залегают на известняках серпуховского яруса.

Структурообразующими движениями были захвачены также южные части Шапкина—Юрьяхинского вала и Колвинского мегавала и Макариха—Салюкинская антиклинальная зона. В Ижма—Печорской впадине наиболее интенсивные движения зафиксированы в южной ее части, например в пределах Луэской структуры.

Вообще интенсивные структурообразующие движения не только создали многочисленные ловушки нефти и газа, но и оказали значительное влияние на разрушение и переформирование залежей углеводородов. Это учитывалось при нефти —

геологическом районировании территории, поскольку интенсивными дислокациями в визейское, раннепермское, предтриасовое и предсреднеюрское время было захвачено не менее 20–25% территории бассейна. Практически оказались разрушенными залежи УВ в пределах большей части Печоро-Кожвинского и Варандейского валов, вала Гамбургера, частично в пределах Макариха-Салюкинской антиклинальной зоны, Шапкина-Юрьяхинского и Колвинского валов и Омра-Сойвинской ступени. По-видимому, потери УВ адекватны имеющимся на сегодня запасам Шапкина-Юрьяхинского и Колвинского валов и составили не менее 10–20% от со-временных потенциальных ресурсов Тимано-Печорской провинции (ТПП).

Преобладающий тип ловушек в Печорском бассейне – тектонический. Среди них доминируют структуры средне- (60–150 м – 34%) и высокоамплитудные (более 150 м – 37%), малые по площади (до 50 км² – 55%), мало- (до 1,5 км³ – 43%) и крупнообъемные (более 3 км³ – 41%), мало- (до 1,5 м/км² – 34%) и высокоинтенсивные (более 3 м/км² – 40%), удлиненные (от 1:2 до 1:3 – 34%) и длинные (более 1:3 – 37%).

Выбранные морфологические показатели не являются случайными. Амплитуда, площадь и объем локальной структуры определяют размеры месторождения и величину запасов УВ. Показатели расположены в порядке степени влияния (тесноты связи) на величину запасов УВ. Это находит свое отражение в коэффициентах корреляции (r): 0,59; 0,69; 0,74 [20]. Величина запасов наиболее тесно связана с объемом ловушки. Это в большей мере относится к многоплатформым месторождениям и особенно к месторождениям, содержащим массивные залежи (например, Западно-Тэбукское, Пашнинское, Вуктыльское, Усинское, Харьятинское и др.). Все перечисленные показатели могут быть установлены до бурения, по данным сейсморазведки. По ним можно оценивать масштабы предполагаемых месторождений.

Для провинции в целом характерно общее увеличение амплитуды ловушек в зависимости от глубины погружения фундамента ($r = 0,65$), что связано не только с проявлениями более интенсивных структурообразующих движений в зонах мощного развития осадочного чехла, но и с разведкой здесь преимущественно высокоамплитудных и крупных по объему структур. Так, доля значительных по объему

(более 1,5 км³) структур и соответственно ловушек нефти и газа в пределах Тимана составляет 34%, Ижма-Печорской впадины - 57%, Печоро-Кожвинского мегавала - 77%, для северо-востока Большеземельской тундры в целом - 70%. Естественно, что по мере изучения территории число малообъемных структур будет возрастать, но все же их доля для зон глубокого погружения фундамента, видимо, будет оставаться сравнительно низкой.

При анализе ловушек, часто неправильно отождествляемых только с локальными тектоническими структурами, наряду с морфологическими использовались и другие, в основном генетические классификационные признаки, по которым намечены биогенные (риффы, биогермы и структуры их облекания), седиментогенные (аккумулятивные песчаные тела и структуры их облекания, литолого-фациальные замещения и выклинивания), экзогенные (эрозионные останцы и структуры их облекания, размывы толщ и пластов-коллекторов, зоны выветривания), эпигенетические (локальные зоны диагенетической и катагенетической трещиноватости и пористости, зоны вторичных экранов в коллекторах), гидродинамические (гидродинамические и капиллярные экраны), термодинамические ловушки и их различные комбинации.

Это позволило не только осуществить прогноз количества и типов ловушек по площади и разрезам нефтегазоносных комплексов, но и установить некоторые закономерности их развития в зависимости от характера и стадийности седиментогенеза, времени и интенсивности проявлений структуроформирующих движений, степени диа- и катагенетической преобразованности осадков и др.

Продуктивные ловушки в палеозойских нефтегазоносных комплексах, как правило, почти полностью заполнены нефтью или газом (более 50-80%), в нижнемезозойских - их заполнение не превышает 50%. Это может свидетельствовать как о меньшем содержании нефтегазогенерирующих пород в разрезе нижнего мезозоя и более низких стадиях катагенеза ОВ в них, так и об отсутствии значительных подтоков углеводородов снизу. Все это отражено в оценке перспектив нефтегазоносности разновозрастных отложений Тимано-Печорской провинции.

При оценке нефтегазоносности должны учитываться не только условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления, но и степень разведанности недр, запасы выявленных месторо-

рождений и залежей УВ. В настоящее время в Тимано-Печорской провинции открыто значительное количество залежей нефти и газа. По величине разведанных извлекаемых запасов их можно подразделить на три группы: мелкие, средние, крупные. Преимущественным распространением пользуются мелкие по запасам залежи. В региональных продуктивных (нефтегазосборных) горизонтах открыты залежи от мелких до крупных, в зональных — мелкие и средние, в локальных — преимущественно мелкие. Все крупные залежи расположены непосредственно под региональными покрывками, средние — под региональными и зональными, мелкие — повсеместно.

Распределение запасов нефти и газа по основным нефтегазоносным комплексам и тектоническим элементам Тимано-Печорской провинции следующее: в Ижма-Печорской впадине подготовлено 17,9% запасов нефти и газа от общих разведанных геологических запасов всей провинции, в Печоро-Колвинском авлакогене — 62%, в Хорейверской впадине и Варандей-Адзвинской структурной зоне — 5,9%, в Предуральском краевом прогибе — 14,2%. При этом содержание газообразных углеводородов на месторождениях Печорской синеклизы в целом не превышает 17,5%, в Предуральском краевом прогибе составляет 75,7%.

В Ижма-Печорской и Хорейверской впадинах основные промышленные запасы УВ концентрируются в средних залежах (54,5 и 94,4%), в Печоро-Колвинском авлакогене и Предуральском прогибе — в крупных (67,8 и 94,4%).

Таким образом, главным нефтегазосборным тектоническим элементом ТПП следует считать Печоро-Колвинский авлакоген. По характеру соотношения жидких и газообразных углеводородов Хорейверскую впадину и Варандей-Адзвинскую структурную зону можно рассматривать как территорию преимущественно нефтенакпления, Печоро-Колвинский авлакоген и Ижма-Печорскую впадину — газоилфтенакпления, Предуральский прогиб — нефтегазонакпления.

К нижнепалеозойскому нефтегазоносному комплексу (НГК) приурочены залежи нефти и газа в Хорейверской и Косью-Роговской впадинах. Запасы УВ по промышленным категориям здесь пока не оценены. Можно предполагать, что определяющее влияние на размещение залежей УВ и характер флюида оказала различная степень катагенетической превращенности ОВ в породах Печорской синеклизы и Предуральского краевого прогиба, а также тип региональной покрывки (со-

леносная – в краевом прогибе и глинисто–карбонатная – в синеклизе).

В отложениях среднепалеозойского нефтегазоносного комплекса содержится 34,4% открытых промышленных геологических запасов УВ. Основная их доля (19,4%) приходится на Печоро–Колвинский авлакоген. В Ижма–Печорской впадине подготовлено 14,6%, в Хорейверской – 0,42%. Главный нефтегазосборный горизонт – песчаники живетского яруса. В них сосредоточено 28% запасов УВ всего комплекса.

В среднепалеозойском НГК залежи УВ открыты на площадях, имеющих надежную покрывку кыновско–саргаевского или раннедевонского возраста, а также благоприятные условия нефтегазообразования. Продуктивны как “древние” (до–пермские), так и более “молодые” ловушки. К таким землям можно отнести южную часть Печоро–Колвинского авлакогена, Косью–Роговскую впадину, Варандей–Адзевинскую структурную зону. Иные условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления существовали на севере Печоро–Колвинского авлакогена и Ижма–Печорской впадины, в южной части Хорейверской впадины. Качество кыновско–саргаевской покрывки здесь невысокое. Плотности генерированных жидких УВ ниже минимально необходимых (100 тыс.т/км²) для формирования залежей нефти. Следует учитывать и неблагоприятное для нефтегазообразования палеотектоническое развитие Хорейверской впадины в среднепалеозойское время.

Формирование Большеземельского (Хорейверского) палеосвода привело к тому, что ниже– и среднедевонские отложения здесь либо не отлагались, либо были в дальнейшем размыты. В результате жидкие и газообразные УВ, образовавшиеся в силурийских породах на первом этапе нефтеобразования, рассеялись, а ОВ верхнесилурийских отложений в значительной степени окислилось и в дальнейшем практически не участвовало в генерации УВ. Вероятно, основным “поставщиком” УВ на этой территории для среднепалеозойского НГК было ОВ отложений ордовика–нижнего силура. Подток УВ из них, по–видимому, был возможен по зонам разломов в пределах наиболее интенсивных дислокаций типа Макари–хинского вала, окончательно сформировавшегося в триасовое время. Если это положение справедливо, то на площадях Хорейверской впадины по отложениям среднепалеозойского НГК наиболее перспективными будут “молодые” интенсивные структуры, а “древние” – малоперспективны.

В отложениях верхнепалеозойского нефтегазоносного комплекса подготовлено 61,8% запасов УВ, из них в Ижма-Печорской впадине - 2,4%, Печоро-Колвинском авлакогене - 40,6%, Хорейверской впадине и Варандей-Адзъвинской структурной зоне - 4,4%, Предуральском краевом прогибе - 14,3%. Главные нефтегазосборные горизонты здесь представлены карбонатными отложениями.

Например, только в пределах Печоро-Колвинского авлакогена в карбонатах верхнего карбона и ассельско-сакмарского ярусов подготовлено соответственно 31 и 9,8% запасов от ресурсов всего комплекса, а в артинских известняках Верхне-Печорской впадины - 16%.

Для отложений верхнепалеозойского НГК основное влияние на распределение залежей УВ и характер флюидов оказали время и интенсивность проявления тектонических структуроформирующих движений. Интенсивные (амплитуда от 150 - 200 до 1000 м и соответствующий размыв отложений, проявившиеся в объеме яруса, отдела, системы) тектонические движения до или в момент формирования продуктивных пород мы рассматриваем как фактор, оказавший влияние на "дегазацию" НГТТ недр (эмиграция и рассеивание образовавшихся к этому времени УВ). Интенсивные структуроформирующие движения после образования продуктивных толщ рассматриваются как фактор, повлиявший на сохранность залежей УВ. Так, на структурах Шапкина-Юрьяхинского вала в каменноугольное и раннепермское время не было интенсивных структуроформирующих движений. Здесь в среднекаменноугольно-артинских отложениях формировались газоконденсатные и газонефтяные залежи. Такая же закономерность отмечается и для Лайского вала. Ранневизейские и раннепермские интенсивные структуроформирующие движения проявились на Макариха-Салюкинском, Варандейском валах и южных структурах Колвинского мегавала. Здесь открыты только залежи нефти. При этом, чем интенсивнее было проявление тектонических движений, тем более тяжелая нефть приурочена к данной структуре (Макарихинская, Усинская).

Верхнепермско-раннетриасовый этап интенсивного структурообразования наиболее четко проявился на северо-востоке Печорского бассейна. Здесь, на севере Варандей-Адзъвинской структурной зоны, на поднятиях западных бортов Косью-Роговской и Кортаихинской впадин отмечается отсутствие верхнепермских и резко сокращены кунгурские

отложения. В это время, видимо, даже ранее сформировавшиеся в каменноугольных и артинских отложениях демиссионные газовые и газонефтяные залежи были здесь разрушены.

Наиболее интенсивные структурообразующие движения на северо-востоке Печорского бассейна проявились в послетриасовое, досреднеюрское время. Значительная амплитуда роста структур привела к нарушению покровов и разрушению залежей нефти, следы которых отмечаются на Ярейягинском, Хосолтинском, Нядейюском поднятиях.

В отложениях нижнемезозойского нефтегазоносного комплекса подготовлено 3,8% разведанных геологических запасов УВ. В Ижма-Печорской впадине на их долю приходится 0,9%; Печоро-Колвинском авлакогене - 1,9%; в Варандей-Адзьвинской структурной зоне - 1%. Распределение запасов УВ по нефтегазосборным горизонтам перми и триаса равномерное.

В коллекторских толщах верхнемезозойского возможно нефтегазоносного комплекса залежи УВ пока не открыты.

4. ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Принятые критерии оценки условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления и особенности в распределении месторождений и залежей УВ были использованы при оценке перспектив нефтегазоносности тех или иных отложений Печорского бассейна.

4.1. Перспективы нефтегазоносности юрских отложений

Юрские преимущественно морские песчано-глинистые отложения распространены в основном на севере Печорского бассейна (рис.3). Они занимают до 60% его площади. Средняя суммарная мощность юрских пород достигает 500-600 м. Среднеюрские пески и относительно слабо сцементированные песчаники с прослоями песчано-глинистого и алевролитистого материала соответствуют инициально-трансгрессивной стадии средне-позднемезозойского цикла. Они имеют достаточно широкое распространение и мощность до 150 м. По условиям своего залегания юрские отложения представляют собой зональный нефтегазосборный комплекс. Верхнеюрская глинистая покровка имеет мощность 50-200 м.

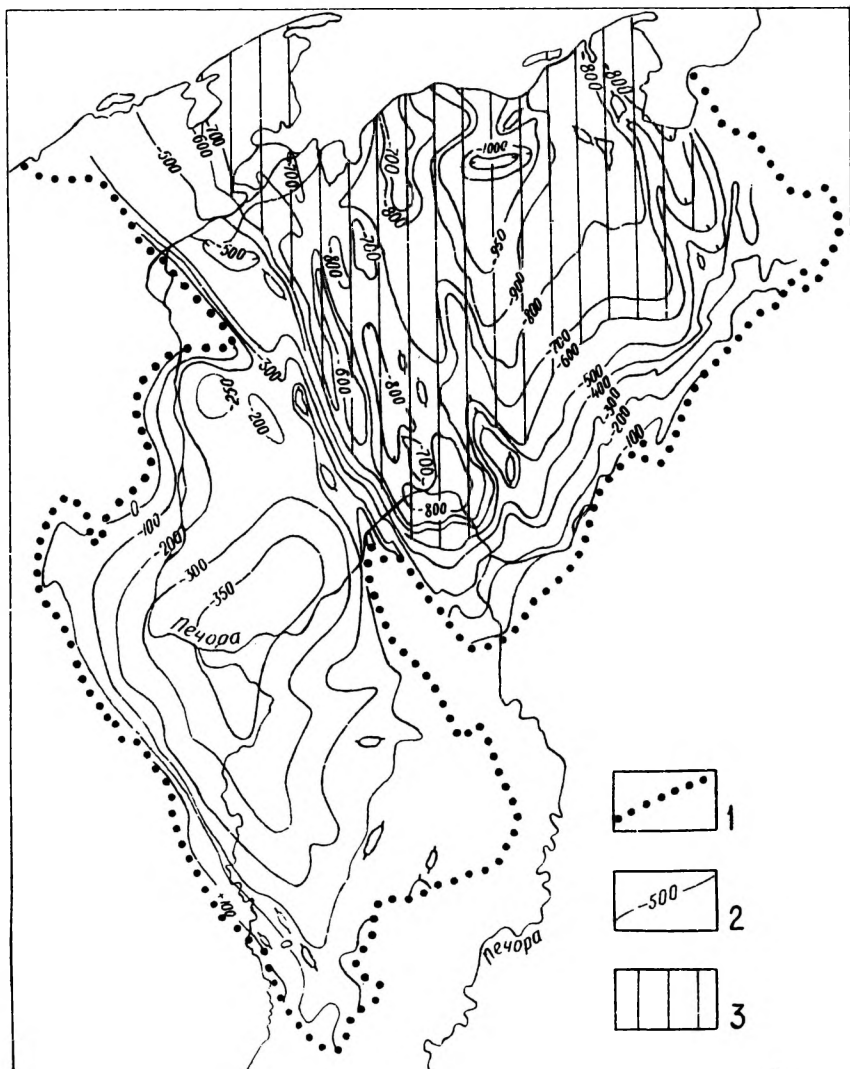


Рис. 3. Перспективы нефтегазосности юрских отложений

1 - границы современного распространения юрских отложений; 2 - изогипсы подошвы среднеюрских отложений (м); 3 - земли, малоперспективные в отношении нефтегазосности.

Из-за сравнительно низкой катагенетической превращенности ОВ условия для генерации УВ в юрских отложениях в целом неблагоприятны, а для отдельных северных впадин Печорского бассейна с глубинами погружения юры до 1000 - 1200 м малоблагоприятны. Однако формирование залежей УВ в среднеюрских песчаных отложениях вполне возможно как за счет перетоков нефти и газа из более глубоких горизонтов, так и скоплений диагенетических газообразных УВ. Структурный план юрских отложений благоприятен для нефтегазонакопления. Земли, где среднеюрские отложения залегают глубже 500-600 м и имеют достаточно благоприятные условия для сохранения возможных залежей УВ, отнесены к малоперспективным. На глубинах более 1000 м юрские породы считаются потенциально более перспективными, хотя промышленная нефтегазоносность их еще не доказана. Таким образом, практически вся территория Большеземельской тундры в той или иной мере является перспективной на поиски преимущественно небольших месторождений УВ, в основном газовых.

4.2. Перспективы нефтегазоносности терригенных пермских отложений

Терригенные верхнепермские, кунгурские и частично артинские отложения распространены практически на всей территории Печорского бассейна (рис.4). Они соответствуют регрессивной фазе среднепалеозойско-раннемезозойского цикла и представлены преимущественно лагунными, реже лагунно-морскими и прибрежно-морскими песчано-глинистыми породами. Пестрый литолого-фациальный состав рассматриваемых отложений от континентальных, озерных, лагунно-континентальных до морских обусловил и резко изменчивый характер распространения по площади коллекторов и покрышек, а также снизил общий генерационный потенциал отложений [5, 11, 17, 21].

Озерно-лагунные и континентальные отложения Приуралья характеризуются в целом плохой сортировкой терригенного материала.

Песчаные пласты-коллектора здесь маломощны (1-5 м) и не выдержаны по площади. По существу представляют собой линзы или сложно-чередующиеся тонкие линзовидные прослойки. Глинистые породы-покрышки содержат значительное

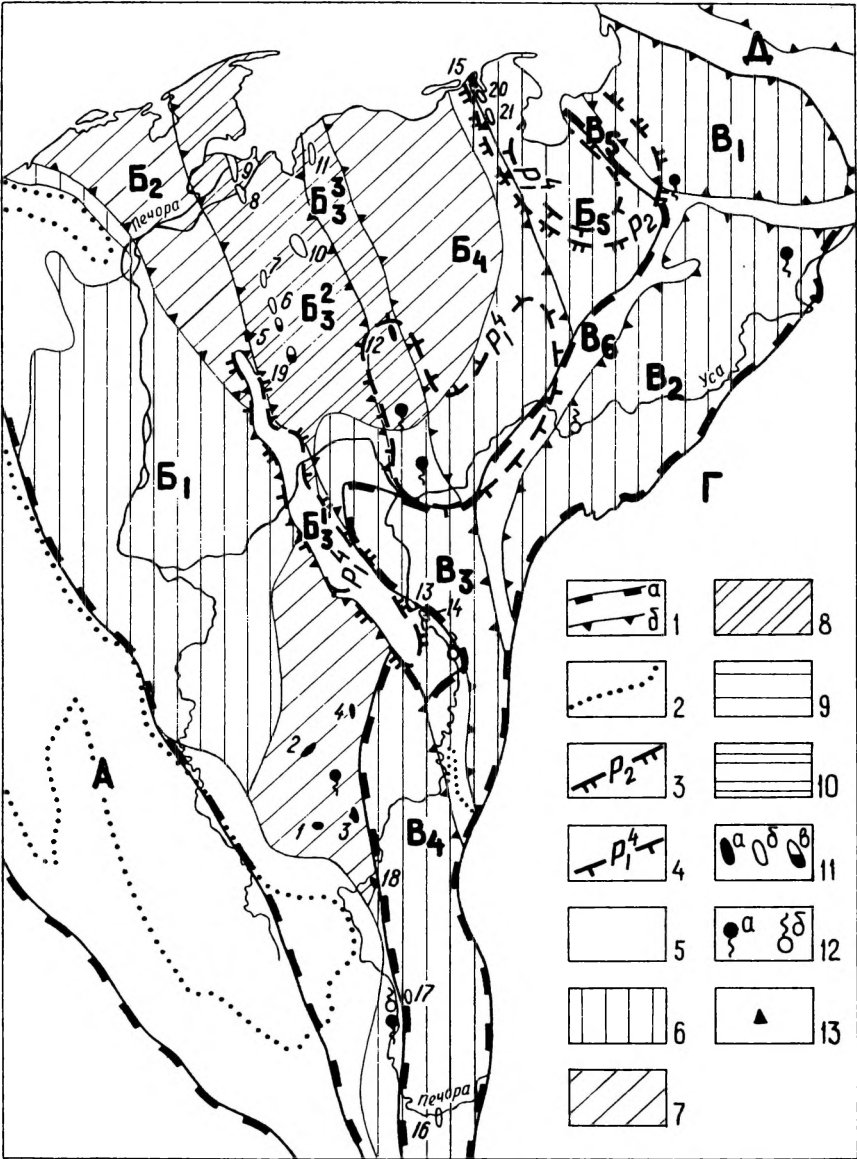


Рис.4. Перспективы нефтегазоносности пермских терригенных отложений.

Надпорядковые структуры: А - Тиманская гряда, Б - Печорская синеклиза, В - Предуральский краевой прогиб, Г - Уральская складчатая система, Д - Пайхойско-Новоземельская складчатая система. Структуры первого порядка: Б₁ - Ижма-Печорская впадина, Б₂ - Малоземельско-Колгуевская моноклинали, Б₃ - Печоро-Колвинский авлакоген; Б₃² - Печоро-Кожвинский мегавал, Б₃³ - Денисовский прогиб, Б₃³ - Колвинский мегавал, Б₄ - Хорейверская впадина, Б₅ - Варандей-Адзвинская структурная зона, В₁ - Кортаихинская впадина, В₂ - Косью-Роговская впадина, В₃ - Большесынинская впадина, В₄ - Верхне-Печорская впадина, В₅ - гряда Чернова, В₆ - гряда Чернышева, 1 - границы структур: а - надпорядко - вых, б - первого порядка; 2 - границы распространения рассматриваемых отложений (возраст размытых отложений указан индексом): 3 - верхне - пермских, 4 - кунгурских; 5-10 - категории земель по перспективности: 5 - бесперспективные, 6 - малоперспективные, 7, 8, 9 - перспективные (Ш, П, I категории перспективности), 10 - высокоперспективные; 11 - месторождения и залежи: а - нефтяные, б - газовые и газоконденсатные, в - газонефтяные; 12 - нефтепроявления (а) и газопроявления (б); 13 - разрушенные нефтяные залежи.

Месторождения (или залежи) и индексы возраста продуктивных отложений: 1 - Вельюское - P₂; 2 - Лемъюское - P₂; 3 - Северо-Савиноборское - P₁⁴; 4 - Исаковское - P₂; 5 - Серчейюское - T₁, P₁⁴; 6 - Южно-Шапкинское - T₂, T₁, P₁⁴; 7 - Шапкинское - T₁; 8 - Василковское - T₁, P₂, P₁⁴; 9 - Кумжинское - T₁, P₂, P₁⁴; 10 - Лаявожское - T₁; 11 - Хильчюское - T₂, T₁, P₂, P₁⁴; 12 - Харьягинское - P₂, P₁⁴; 13 - Печоро-Кожвинское - P₂; 14 - Печоргородское - P₂; 15 - Варандейское - T₂; 16 - Курьинское - P₁⁴; 17 - Восточно-Пальюское - P₁⁴; 18 - Пашнинское - P₁⁴; 19 - Пашшорское - T₁, P₂; 20 - Торавейское - T₂, 21 - Южно-Торавейское - T₂, T₁.

количество песчано-алевритового материала, что сильно снижает их экранирующие свойства. Содержание нефтегазогенерирующих толщ в разрезе составляет 20-40%, например, на юге Варандейского вала и до 50% в Косью-Роговской впадине. Генетический тип ОВ - гумусовый или смешанный гумусово-сапропелевый, катагенетическая превращенность ОВ изменяется от ПК₂ до МК₃.

Структурный план пермских отложений для большей части Приуралья испытал неоднократные интенсивные тектонические перестройки (раннесреднетриасовые, предсреднеюрские, предпозднемеловые, палеоген-неогеновые, современные), в результате чего многие крупные структуры оказались или полностью расформированными (гряда Чернышева, поднятие Чернова), или тектонически сильно нарушенными (юго-восток Печоро-Кожвинского мегавала, южная часть Верхне-Печорской впадины, Прилайхойская и Приуральская внутренние зоны краевого прогиба, Варандейский вал, вал Гамбурцева и многие другие).

В свете вышесказанного, мы считаем, что для Приуралья условия нефтегазообразования изменялись в целом от благо-

приятных в зоне Предуральяского краевого прогиба до неблагоприятных и малоблагоприятных на землях юга Хорейверской впадины. Условия нефтегазонакопления здесь малоблагоприятные, а в тектонически переработанных зонах – неблагоприятные.

В центральных и северных районах Печорского бассейна развиты преимущественно прибрежно-морские и лагунно-континентальные отложения и лишь на севере Денисовской впадины – морские. В зоне развития морских и прибрежно-морских отложений в разрезе прослеживается до 10 пластов-коллекторов мощностью 10–15 м (например, Василковское, Кумжинское месторождения). Экранирующие их глинистые покрывки имеют мощность также до 10–15 м и создают благоприятные условия для формирования небольших залежей УВ.

В зоне развития лагунно-континентальных отложений в разрезе терригенной толщи выделяется один песчаный пласт мощностью до 20–40 м. Он выдержан по площади и обладает высокими коллекторскими свойствами. Остальные песчаные пласты имеют локальное распространение. Глинистые породы-покрывки здесь развиты достаточно широко, но из-за высокого содержания песчано-алевритового материала (20–30%) экранирующие возможности у них в целом малоблагоприятные.

Содержание нефтегазогенерирующих отложений в разрезе достигает 65%, а эмиграция углеводородов из НГГТ составляет 20–270 тыс. т/км². Генетический тип ОВ – сапропелево-гумусовый и гумусовый. Условия нефтегазообразования оцениваются как малоблагоприятные и благоприятные, а нефтегазонакопления в целом благоприятные. Здесь имеются хорошие резервуары, качественные покрывки и ловушки (объем – 0,2–0,7 км³) тектонического, седиментогенного и экзогенного типов. На последние можно рассчитывать в районах выклинивания коллекторов, например в Варандей-Адзвинской структурной зоне.

Лагунные и лагунно-континентальные галогенные, мергелистые и красноцветные песчано-глинистые отложения, распространенные на восточном склоне Тимана, в Ижма-Печорской и Верхне-Печорской впадинах, в целом неблагоприятны для нефтегазообразования и малоблагоприятны для нефтегазонакопления. Здесь нет выдержанных достаточно мощных пластов-коллекторов, резко ухудшено качество по-

род-покрышек, зато структурные условия вполне благоприятны.

В итоге, верхнепермские и кунгурские отложения Печорского бассейна характеризуются зональным и локальным развитием пластов-коллекторов и пород-покрышек, зональными условиями для нефтегазогенерации. Все открытые здесь залежи УВ по величине извлекаемых запасов пока относятся к категории мелких и средних и распространены в основном в областях развития прибрежно-морских отложений. Поэтому районы Большеземельской тундры и юго-восточная часть Ижма-Печорской впадины, которые характеризуются благоприятными условиями для нефтегазообразования и нефтегазонакопления, отнесены нами к категории перспективных земель, где наряду с мелкими возможно открытие средних месторождений.

Общие закономерности распространения залежей УВ в триасовых отложениях аналогичны пермским. Условия нефтегазообразования в них неблагоприятные. Качество покрышек выше, чем у пермских, поэтому и условия для нефтегазонакопления здесь более благоприятные. В целом оценка перспектив нефтегазоносности территории по триасовым отложениям на градацию ниже, чем по пермским.

4.3. Перспективы нефтегазоносности нижнепермских, верхне- и среднекаменноугольных карбонатных отложений

Эти отложения являются региональным нефтегазосборным горизонтом (рис.5). Контролируется он крышкой, состав и возраст которой значительно изменчив по площади Печорского бассейна. В Верхне-Печорской, на юге и в центре Ижма-Печорской впадин она сложена эвапоритовыми и глинисто-мергелистыми породами кунгурского, в северных районах Хорейверской впадины и Печоро-Колвинского авлакогена - глинисто-карбонатными породами ассельско-сакмарского или артинского возраста. На остальной территории распространены преимущественно глинистые породы кунгурского яруса и частично верхней перми. Литологический, минералогический состав, мощность, экранирующие свойства и другие показатели рассматриваемой крышки в целом высокооблагодатны для накопления и сохранения залежей нефти и газа. Однако на ряде площадей нижнепермская крышка (особенно кунгурская) частично или полностью размыта.

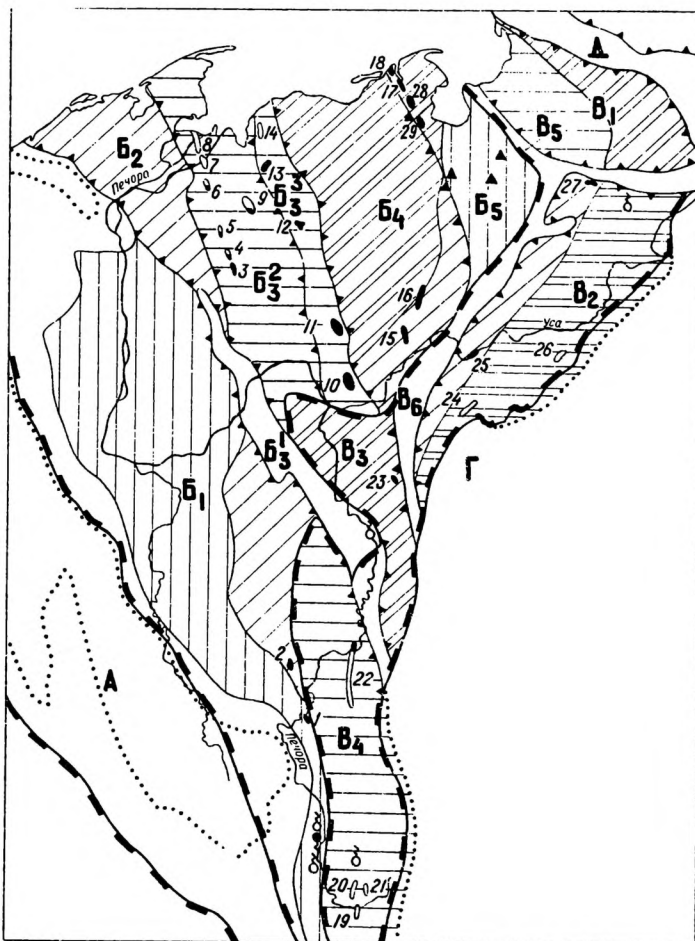


Рис. 5. Перспективы нефтегазоносности нижнепермских, верхне- и среднекаменноугольных карбонатных отложений.

Условные обозначения см. к рис. 4. Месторождения (или залежи) и индексы возраста продуктивных отложений: 1 - Пашнинское - P_1^3 ; 2 - Северо-Савиноборское - P_1^3 ; 3 - Серчейюское - P_1^3 ; 4 - Южно-Шапкинское - P_1^1, P_1^1, P_1^1, C_2 ; 5 - Шапкинское - $P_1^1 - P_1^1$; 6 - Ванейвисское - $P_1^1 - C_2$; 7 - Василковское - $P_1^1 - C_2$; 8 - Кумжинское - $C_3 - C_2$; 9 - Лаявожское - $P_1^1, P_1^1 - C_3$; 10 - Усинское - $P_1^1 - C_2$; 11 - Возейское - $P_1^2 - C_3$; 12 - Северо-Харьягинское - P_1^1 ; 13 - Ярейюское - $P_1^1, P_1^1 - P_1^1$; 14 - Хыльчюское - P_1^3, P_1^1 ; 15 - Средне-Макарихинское - P_1^{1+2} ; 16 - Салюкинское - $P_1^2 - C_3$; 17 - Торавейское - $P_1^1 - C_3$; 18 - Варандейское - $P_1^2 - P_1^1$; 19 - Курьинское - P_1^3 ; 20 - Рассохинское - $P_1^3 - C_2$; 21 - Пачгинское - P_1^3 ; 22 - Вуктыльское - $P_1^3 - C_1$; 23 - Сынинское - P_1^1 ; 24 - Интинское - C_1 ; 25 - Кочмеское - P_1^1, C_2 ; 26 - Лемвинское - C_1^3 ; 27 - Падимейское - $P_1^1 - C_2$; 28 - Южно-Торавейское - P_1^3 ; 29 - Лобанганское - P_1^1 .

Верхнепермские отложения на этих участках имеют низкие экранирующие свойства, поэтому здесь создаются тектонические или литологические "окна", через которые рассеиваются УВ верхнепалеозойского НГК. Естественно, эти районы малоблагоприятны для нефтегазонакопления. Здесь обычно открываются залежи с тяжелой нефтью.

Строение продуктивной толщи неоднородно. Оно характеризуется как первичной литологической изменчивостью (пористые органогенные, рифовые, биогермные и обломочные известняки и доломиты, известняковые песчаники, плотные мергеля, глинистые известняки и другие), так и широким развитием вторичных процессов доломитизации, выщелачивания, дробления, связанных с проявлениями разновозрастных интенсивных тектонических блоковых движений и сопутствующих им глубоких размывов (рис.5, 6). Все это сильно сказывается на характере строения карбонатного резервуара. Можно выделить территории, где в рассматриваемых отложениях распространены пластовые резервуары и резервуары массивного типа. К первым относятся земли центральной части Шапкина-Юрьяхинского вала, севера Колвинского мегавала, Косью-Роговской впадины. Для них характерно наличие в разрезе продуктивной толщи нескольких самостоятельных залежей пластового литологически-ограниченного и массивного типов, например Ярейюское, Южно-Шапкинское, Лаявожское, Кочмесское месторождения. Пластовые резервуары характеризуются неоднородностью одного или нескольких стратиграфических горизонтов. Резервуары массивного типа можно подразделить на две группы: с коллекторами, имеющими преимущественно седиментационную и постседиментационную пористость (рис.6). Последние территориально приурочены к зонам глубоких древних размывов, где артинские и ассельско-сакмарские породы полностью или частично размывы, например Хорейверская, Ижма-Печорская, Верхне-Печорская впадины (их южные части) или южные районы Колвинского мегавала. Массивные резервуары первой группы установлены на севере Печоро-Колвинского авлакогена (Василковское, Ванейвисское и другие месторождения). Здесь в нижнепермских (ассельско-сакмарских) глинисто-карбонатных отложениях коллектора отсутствуют. Для этих территорий характерно наличие в продуктивной толще одной массивной залежи. С массивными резервуарами связаны такие залежи, как Усинская, Возейская, Вуктыльская. Мно-

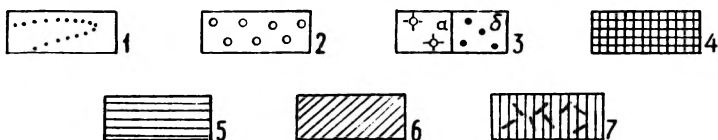
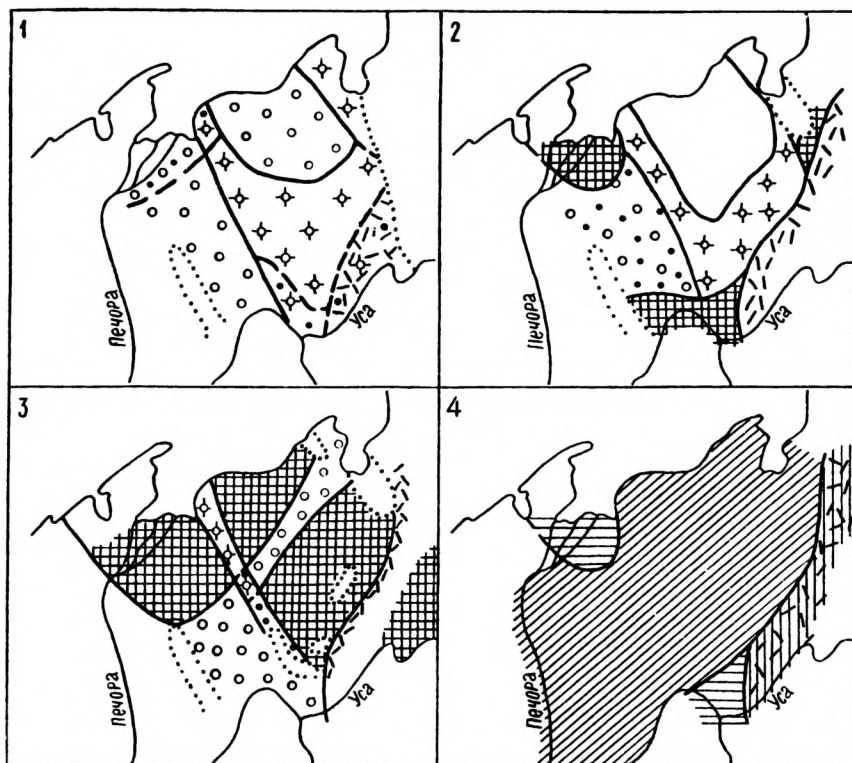


Рис. 6. Схемы распространения карбонатных коллекторов (1-3) и резервуаров (4) в средне-верхнекаменноугольных (1), ассельско-сакмарских (2) и артинских (3) отложениях

1 - районы размывов карбонатных отложений; 2-3 - районы распространения коллекторов: 2 - с пористостью преимущественно седиментационной межраковинной и внутрираковинной (эффективная пористость - $m_3 = 2-25\%$, проницаемость - Кпр до 50 мд, степень разветвленности пор - $f' = 0,4-0,5$, степень сообразности пор - $f'' = 0,2-0,3$); 3 - с пористостью преимущественно постседиментационной (а - выщелачивания - $m_3 = 5-35\%$, Кпр - до 300 мд, $f = 0,5-0,6$; $f'' = 0,3-0,4$; б - межзерновой $m_3 = 1-2\%$, Кпр - до 100 мд, $f' = 0,7-0,8$; $f'' = 0,4-0,5$). 4 - районы отсутствия пластов-коллекторов. 5-7 - районы распространения резервуаров: 5 - массивных однородных, 6 - пластовых неоднородных, 7 - литологически ограниченных (трещинный коллектор).

гопластовым резервуарам Печорского бассейна свойственны обычно средние по запасам залежи (Южно-Шапкинская).

Таким образом, условия нефтегазонакопления в резервуарах карбонатной продуктивной толщи весьма разнообразны, в целом высокоблагоприятные и благоприятные. Формирование залежей нефти и газа могло происходить как за счет УВ нефтегазогенерирующих толщ нижней перми, например Предуральского краевого прогиба, так и за счет нижележащих нефтегазоматеринских отложений нижнего карбона и верхнего девона. Прослеживается определенная зависимость между типом флюида в нижнепермско-каменноугольных ловушках и наличием перерывов в довизейских и раннепермских отложениях. Газоконденсатные и газонефтяные залежи открыты на площадях, где не выявлены значительные перерывы (Шапкина-Юрьяхинский и Лайский валы, северная часть Колвинского мегавала). Нефтяные залежи встречены в пределах структурных элементов, на которых в визейское и раннепермское время происходили интенсивные структуроформирующие движения и связанные с ними значительные размывы отложений (до 100-500 м). Это вызвало неоднократную "дегазацию" нижележащих толщ и ухудшение качества покрышек за счет выпадения из разреза карбонатно-глинистых пород артинского, ассельско-сакмарского и частично глини кунгурского возраста (Колвинский мегавал, Салюкинский и Варандейский валы и др.).

Предварительный анализ показал, что на сохранность залежей нефти и газа в рассматриваемом продуктивном комплексе большое влияние оказали и предсреднеюрские тектонические движения. В зонах их наиболее интенсивных проявлений (юг Варандейского и Шапкина-Юрьяхинского валов, Макариха-Салюкинская зона, Печоро-Кожвинский, Хоседаюский валы, вал Гамбурцева и другие), где амплитуда блоковых подвижек превышала 200-300 м, отмечается полное или частичное разрушение залежей УВ; например, Пашшорская, Верхнегубешорская, Ярейягинская, Хоседаюская, Нядейюская и другие площади. Последнее обстоятельство очень важно, так как может свидетельствовать о том, что новых порций УВ в эти ловушки в послесреднеюрское время не поступало. Видимо, первичная миграция УВ в карбонатные породы нижней перми и формирование в них залежей уже закончились к предъюрскому времени.

В свете вышеизложенного, земли Ижма-Печорской впадины, где условия для генерации УВ в пермских и нижележащих верхнедевонских терригенных отложениях были малоблагоприятны, отнесены нами к малоперспективным. Остальная территория Печорского бассейна перспективна и высокоперспективна на поиски месторождений нефти и газа. Районирование зависит от условий нефтегазонакопления, типов и размеров структур, строения резервуаров и условий сохранения залежей УВ. Наиболее перспективными следует считать Печоро-Колвинский авлакоген, Предуральский краевой прогиб [3], где развиты крупные, высокоамплитудные структуры с объемом ловушек более $1,5 \text{ км}^3$. Здесь же известны хорошие региональные покрывки, массивные и многопластовые резервуары больших объемов. Возможно обнаружение стратиграфически и литологически экранированных залежей нефти и газа в артинских отложениях вдоль границ размыва (склоны Возейской, Усинской структур, Печоро-Кожвинского мегавала, северная часть Варандейского вала и т.д.) и в зонах литологического замещения пористых разностей карбонатных пород (северо-западные районы Печоро-Колвинского авлакогена и Косью-Роговской впадины) [9].

К менее перспективным можно отнести Хорейверскую и Большесынинскую впадины, так как здесь ожидается развитие менее крупных новообразованных поднятий с объемом ловушек $0,5 - 1,0 \text{ км}^3$. Варандей-Адзвинская структурная зона считается малоперспективной, поскольку предсреднеюрские тектонические движения и сопутствующие им глубокие размывы полностью или частично разрушили существовавшие залежи УВ.

Условия нефтегазонакопления в нижележащих серпуховских и окских отложениях изменялись соответственно от благоприятных до неблагоприятных. Мелкие залежи нефти открыты пока лишь на Южно-Шапкинском и Усинском месторождениях, но нефтепроявления отмечались и на других площадях Печоро-Колвинского авлакогена и Хорейверской впадины. Поиск залежей углеводородов надо связывать с площадями, не испытывавшими в мезозое значительных структурных перестроек. По-видимому, к таким землям можно отнести Хорейверскую впадину, где в пределах структур облекания турнейских эрозионных останцев или франских рифов и биогермов можно открыть мелкие и средние по запасам залежи нефти.

4.4. Перспективы нефтегазоносности визейских терригенных и турнейско-верхнедевонских карбонатных отложений

Рассматриваемый комплекс пород (рис.7) сформировался в условиях интенсивного заполнения бассейна осадками. Это наиболее благоприятный этап для формирования нефтегазогенерирующих толщ. Их наибольшие мощности соответствуют структурно-формационным зонам некомпенсированных прогибов [2, 4]. Содержание ОВ здесь достигает 5-10% (доманиковые фации). Генетический тип ОВ - смешанный, реже сапропелевый (например, в мендымско-семилукских породах). Доля нефтегазопродуцирующих пород в разрезе изменяется от 30-50% (нижний карбон) до 70-90% (мендымско-семилукские и кыновско-саргаевские слои). Катагенетическая превращенность ОВ соответствует МК₃-МК₄.

В настоящее время залежи нефти установлены во франских (доманиковых, бургских, евлановско-ливенских), фаменских, турнейских и нижневизейских (бобриковско-малиновских) отложениях. Залежи контролируются различными ловушками. Наиболее распространенными являются тектонические (например, Усинская, Возейская, Пашнинская и другие), значительно меньше комбинированных (Пашшорская, Харьягинская) и седиментогенных (Западно-Тэбукская). Первые характерны для фаменско-нижнекаменноугольных пород, вторые - для франских. Тип и строение резервуаров также различны. Франским породам свойственны в основном литологически-ограниченные и пластовые резервуары локального и реже зонального распространения, фаменско-нижнекаменноугольным - пластовые и массивные резервуары зонального распространения. То же относится и к покрывкам. По величине извлекаемых запасов все открытые залежи являются мелкими и средними.

При оценке перспектив франско-визейских пород следует учитывать еще два обстоятельства. Внешние борта некомпенсированных прогибов значительно беднее внутренних. Эта закономерность установлена на примере хорошо изученной системы Камско-Кинельских некомпенсированных прогибов Волго-Уральской провинции [15, 18].

Древние размыты и проявления интенсивных тектонических движений в предвизейское, раннепермское, раннесреднетриасовое и раннеюрское время (рис.3) оказали значительное влияние на сохранность залежей УВ в рассматриваемом

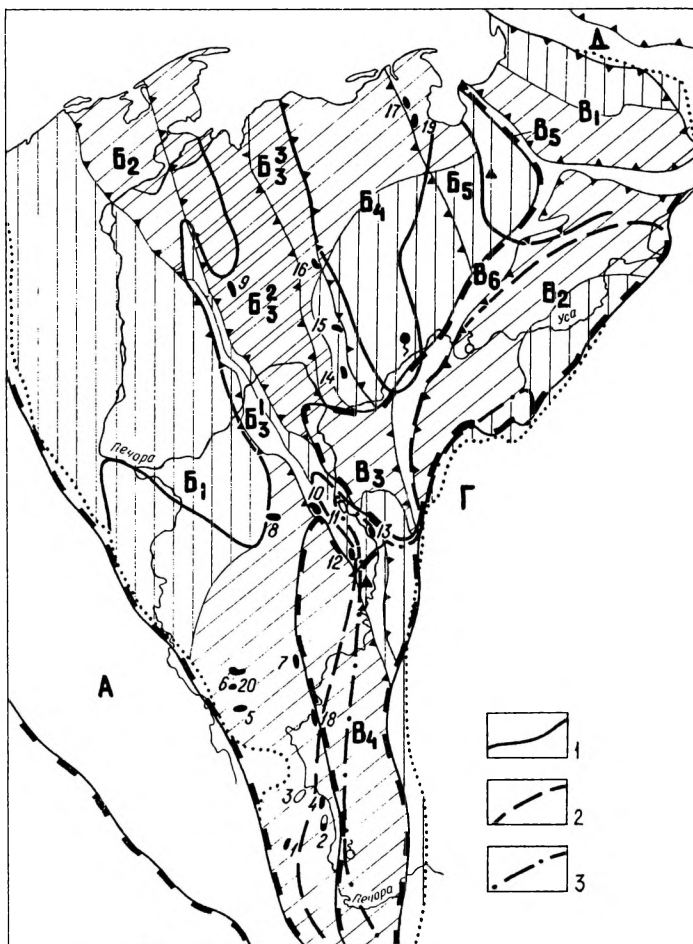


Рис. 7. Перспективы нефтегазоносности визейских терригенных и турнейско-верхнедевонских карбонатных отложений

1-3 - борта некомпенсированных прогибов (по А.В.Соломатину): 1 - семилукско-бурегского времени, 2 - турнейского времени, 3 - ранневизейского времени. Другие условные обозначения см. к рис.4. Месторождения (или залежи) и индексы возраста продуктивных отложений: 1 - Северо-Мылвинское - C_1^1 ; 2 - Джебьское - C_1^1 , 3 - Троицко-Печорское - C_1^1 ; 4 - Яггидинское - C_1^1 , 5 - Джьерское - D_3^2 ; 6 - Западно-Тэбукское - D_3^1, D_3^2 ; 7 - Северо-Савиноборское - C_1^1 ; 8 - Лузское - D_3^1, D_3^2 ; 9 - Пашшорское - D_3^{1-2} ; 10 - Каменское - D_3^1 , 11 - Печоргородское - C_1^1 ; 12 - Югидское - C_1^1, C_1^1 ; 13 - Аранецкое - C_1^1 , 14 - Усинское - D_3^1, D_3^2 ; 15 - Возейское - D_3^1 , 16 - Харьягинское - D_3^{1-2} , 17 - Южно-Торавейское - C_1^1, D_3^1 , 18 - Пашнинское - C_1^1, D_3^1 , 19 - Лобаганское - C_1^1, D_2^1 , 20 - Южно-Тэбукское - D_3^1

нефтегазоносном комплексе. В районах наиболее интенсивных и неоднократных блоковых структурообразующих движений отмечаются полностью или частично разрушенные залежи в фаменских и нижнекаменноугольных породах (например, Усинская, Возейская, Нядейюская, Войская, Синькин Нос и др.).

Сохранность залежей во франкских отложениях, видимо, значительно лучше из-за большей глубины залегания и мощной глинистой или глинисто-карбонатной покрывки. Поэтому в зонах проявлений интенсивных структурообразующих движений раннего карбона — ранней юры перспективность этих отложений выше, чем фаменско-турнейских.

С учетом вышеизложенного к малоперспективным землям Печорского бассейна отнесены северные и центральные районы Ижма-Печорской впадины как внешние борта некомпенсированных прогибов верхнего девона в области активизации тектонических движений. Районы проявления наиболее интенсивных структурообразующих движений считаются бесперспективными (Печоро-Кожвинский вал, гряды Чернышева и Чернова). Остальная территория перспективна на поиски залежей нефти и газа. При этом Печоро-Колвинский авлакоген наиболее перспективен, так как здесь были более благоприятные условия для нефтегазообразования и нефтегазонакопления и широко распространены регрессивные терригенные толщи (джебольский и елховско-бобриковский горизонты).

В заключение следует отметить, что рассматриваемый комплекс весьма перспективен на поиски не только структурных, но и разнообразных биогенных, седиментогенных (риффы, биогермы), а также ловушек, образованных вследствие облекания, неравномерного уплотнения в осевых частях некомпенсированных палеопрогибов и палеошельфов, а также различных комбинированных и литологически экранированных форм на бортах разновозрастных палеопрогибов [2,4,8].

4.5. Перспективы нефтегазоносности нижнефранкских (пашийских) и среднедевонских терригенных отложений

Этот комплекс осадков слагает региональный нефтегазосборный горизонт (рис.8), мощность которого меняется в широких пределах (0—1500 м). Он контролируется регионально выдержанной кыновско-саргаевской покрывкой, создающей на большей части территории высокоблагоприятные условия для нефтегазонакопления.

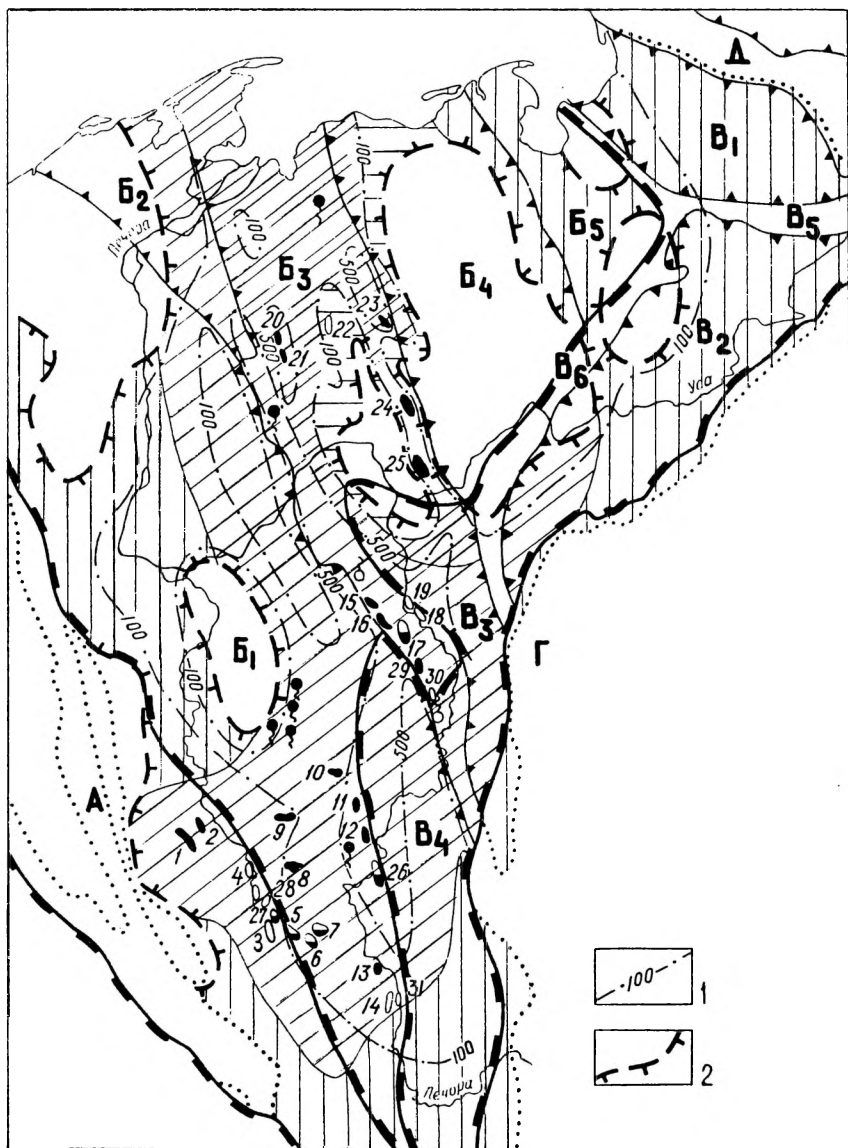


Рис. 8. Перспективы нефтегазоносности нижнефранских и среднедевонских терригенных отложений

1 — изопакиты среднедевонско-пашийских отложений; 2 — границы па-леоподнятий (границы отсутствия среднедевонских и пашийских отложений). Другие условные обозначения см. к рис. 4. Месторождения (или залежи) и индексы возраста продуктивных отложений: 1 — Ярегское — D_2^1 , 2 — Чибьюское — D_3^1 ; 3 — Западно-Искосьгоринское — D_2^1 , 4 — Нямедское — D_3^1, D_2^1 , 5 — Нибельское — D_3^1, D_2^1, D_1^1 , 6 — Верхне-Смиринское — D_3^1, D_2^1 ; 7 — Нижне-Омринское — D_3^1, D_2^1, D_1^1 , 8 — Джьерское — $D_3^1 - D_2^1$, 9 — Западно-Тэбукское — $D_3^1 - D_2^1, D_1^1$, 10 — Мичаюское — D_2^1 ; 11 — Северо-Савиноборское — D_3^1, D_2^1, D_1^1 ; 12 — Восточно-Савиноборское — D_3^1, D_2^1 ; 13 — Троицко-Печорское — D_3^1 ; 14 — Джебольское — D_3^1, D_2^1 , 15 — Северо-Кожвинское — D_3^1 , 16 — Каменское — D_3^1 ; 17 — Кыртаельское — D_2^1 ; 18 — Печоргородское — D_3^1, D_2^1 ; 19 — Печоро-Кожвинское — D_3^1, D_2^1 ; 20 — Пашшорское — D_2^1 ; 21 — Верхне-Грубешорское — D_2^1 , 22 — Командиршорское — D_2^1 ; 23 — Харьягинское — D_2^1 ; 24 — Возейское — D_2^1 , 25 — Усинское — $D_3^1 - D_2^1, D_1^1$, 26 — Пашнинское — $D_3^1 - D_2^1, D_1^1$, 27 — Войвожское — D_3^1, D_2^1, D_1^1 ; 28 — Седьельское — D_3^1, D_2^1, D_1^1 ; 29 — Югидское — D_2 ; 30 — Западно-Сопласское — D ; 31 — Прилужское — $D_3^1 - D_2$.

По литолого-фациальным признакам можно выделить восточную, центральную и западную зоны Печорского бассейна [11, 22]. Восточная зона характеризуется широким развитием морских карбонатно-глинистых пород, благоприятных и малоблагоприятных для нефтегазообразования, но в целом неблагоприятных для нефтегазонакопления. Эти породы распространены на территории западного склона Урала и Приуралья, включая Варандей-Адзьевинскую структурную зону. В западной зоне (северные и центральные районы Ижма-Печорской впадины, Малоземельская ступень) развиты лагунно-континентальные песчано-глинистые отложения. Содержание НГГТ в разрезах не превышает 15-20% (например, Тобышская площадь). Условия в целом малоблагоприятные для нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Центральная зона охватывает районы Большеземельской тундры, Печоро-Кожвинский мегавал и юго-восточную часть Ижма-Печорской впадины. В ней преимущественным развитием пользуются мелководно-морские песчано-глинистые отложения. Доля НГГТ составляет 50-60% (например, афонинские отложения Усинской площади). Тип ОВ — гумусовый, сапропелево-гуму-

совый, Катагенетическая преобразованность ОВ → МКЗ → МКБ. Условия для нефтегенерации в целом благоприятные, в отдельных зонах высокоблагоприятные.

Условия нефтегазонакопления в общем благоприятные, но районы, характеризующиеся разной мощностью продуктивной песчано-глинистой толщи, отличаются по перспективности. В зонах, где мощность изменяется от 0 до 100 м, существовали благоприятные условия формирования залежей УВ в седиментогенных, литологически и стратиграфически экранированных ловушках. Эти районы отвечают как фронтальным частям трансгрессивных комплексов, так и зонам стратиграфических и литологических несогласий на склонах палеосводов и крутых моноклиналях. В настоящее время в Печорском бассейне в таких условиях уже открыты Ярегское, Усинское, Возейское, Западно-Тэбукское и другие месторождения.

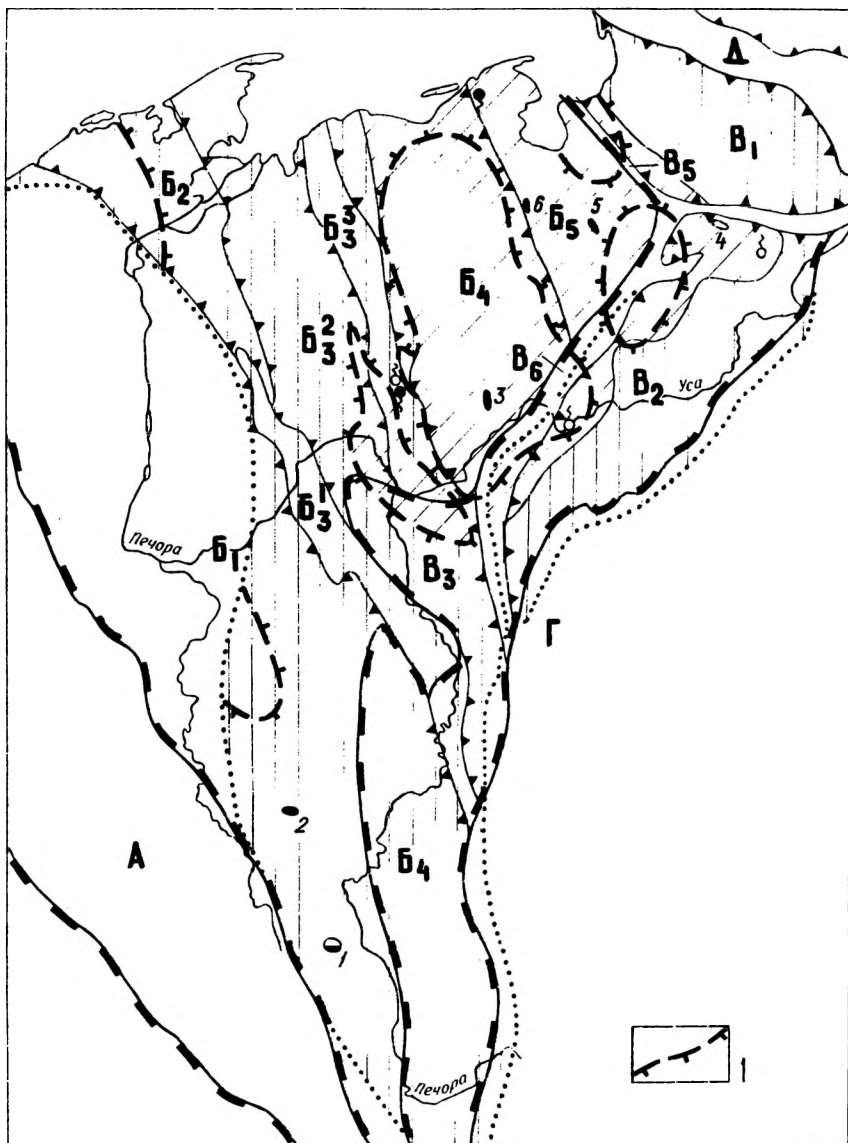
В районах, где мощность продуктивной толщи значительно больше 100 м, формируется несколько самостоятельных локально или зонально распространенных резервуаров. Преимущественный тип ловушек тектонический (Пашнинская, Нижне-Омринская и др.). По характеру тектонического развития здесь можно выделить склоны палеосводов, где мощность среднедевонско-пашийской толщи изменяется в основном в пределах 100-500 м, и осевые зоны древних палеопротоков. В последних мощность рассматриваемых отложений обычно превышает 500 м. В них, по сравнению с первыми, открыты более значительные по запасам месторождения (Пашнинское, Кыртаёльское).

В соответствии с вышеизложенным земли развития морских глинисто-карбонатных и лагунных песчано-глинистых отложений отнесены к категории малоперспективных, а мелководно-морских — к перспективным. Внутри перспективных зон районирование проведено в зависимости от мощности продуктивной толщи и ее структурного положения. При этом наиболее перспективными считаются районы, где мощность продуктивной толщи изменяется от 0 до 100 м.

4.6. Перспективы нефтегазоносности силурийских отложений

Силурийский комплекс отложений включает локально и зонально развитые нефтегазосборные горизонты (рис.9).

По литолого-фаціальным признакам в Печорском бассейне выделяются три зоны. Крайняя восточная, в современном



1. Границы палеоподнятий. Другие условные обозначения см. к рис.4.
 Месторождения (или залежи) и индексы возраста продуктивных отложений:
 1 - Нижне-Омринское - S_2 , 2 - Западно-Тэбукское - S_2 , 3 - Макарихинское - S_2, S_1-0 ; 4 - Падимейское - S_2 ; 5 - Надейское - S_2 ,
 6 - Седьягинское - D_1-S_2 .

структурном плане охватывающая территорию западного склона Урала и Пай-Хоя, сложена глубокоководно-морскими, кремнисто-глинистыми осадками лемвинского типа. По условиям нефтегазогенерации и аккумуляции УВ эти территории считаются неперспективными.

Крайняя западная зона, соответствующая Ижма-Печорской впадине, характеризуется развитием морских и лагунно-морских глинисто-карбонатных отложений. Условия для нефтегазообразования и нефтегазонакопления здесь в целом малоблагоприятные.

Центральная большая часть Печорского бассейна сложена морскими карбонатными осадками. Доля возможных нефтегазогенерирующих глинисто-карбонатных пород в отдельных зонах достигает 20-50%. Содержание в них ОВ составляет 1,0-1,5%, генетический тип ОВ преимущественно сапропеллевый, катагенетическая преобразованность ОВ - МК₄-МК₅.

Условия для аккумуляции УВ в целом благоприятные. Развитие коллекторских горизонтов можно ожидать в нижнем (пористые и трещиноватые органогенные известняки и доломиты адакского горизонта, вторичные кавернозные и трещиноватые доломиты венлока), верхнем силуре (пористые доломиты и коралловые известняки гребенского горизонта). К локальным и зональным покрывкам можно отнести мергелистые и глинисто-карбонатные породы косьинского, седьельского и гребенского горизонтов.

Следует обратить внимание на то, что в пределах древних палеосводов силурийские карбонаты испытали интенсивные процессы вторичной доломитизации, выщелачивания и брекчирования. Здесь можно ожидать наличие крупных массивных резервуаров, что создает благоприятные условия для формирования залежей УВ. Промышленная нефтегазоносность силурийских отложений уже доказана открытием Макарихинской, Седьягинской, Нядейюской и других залежей нефти и промышленными притоками нефти на Возейской площади.

В свете вышеизложенного вся территория развития морских карбонатных осадков силура нами считается перспективной на открытие месторождений нефти и газа, особенно в районах, где развиты нижнедевонские глинистые осадки. В пределах же древних допозднедевонских сводов возможно открытие средних по запасам залежей УВ как в сводовых, так и в литологически и стратиграфически экранированных ловушках. Тип резервуаров пластовый и массивный.

Значительный интерес для поисков залежей УВ представ-

ляют ордовикские отложения. Они слагают трансгрессивную часть ранне-среднепалеозойского цикла седиментогенеза и аналогично среднедевонским отложениям имели благоприятные условия для нефтегазонакопления. Из-за больших глубин залегания ордовикских отложений (5-7 км) выяснены лишь самые общие закономерности их распространения. Можно предполагать, что наиболее перспективны они будут в пределах их фронтальной части. Здесь в ордовикско-силурийское время сформировались толщи соленосных отложений, которые могут быть надежным экраном для залежей нефти и газа. Этим землям соответствуют северо-западные и западные борта впадин Предуральского прогиба и прилегающие к ним с запада территории.

В целом в Тимано-Печорской провинции наиболее перспективными для поиска залежей нефти и газа являются Печоро-Колвинский авлакоген и впадины Предуральского краевого прогиба.

5. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ НА 1981-1985 гг.

Прогнозная оценка запасов УВ и современная изученность Тимано-Печорской провинции позволяют рассматривать ее как один из основных регионов для поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений на территории европейской части СССР. Для успешного выполнения плановых заданий по приросту промышленных запасов нефти и газа в XI пятилетке в первую очередь необходимо:

1. Главные объемы поисково-разведочных работ сконцентрировать в пределах Печоро-Колвинского авлакогена, севера Хорейверской впадины и Предуральского краевого прогиба, как районах, наиболее перспективных по всем нефтегазоносным комплексам. При этом основными объектами работ на нефть должны быть Колвинский мегавал, Варандей-Адзвинская структурная зона, Хорейверская впадина, на нефть и газ - Денисовский прогиб, преимущественно на газ - Косью-Роговская и Кортаихинская впадины Предуральского краевого прогиба.

2. Основными резервными направлениями поисков нефти и газа в XI пятилетке необходимо считать:

Малоземельско-Колгуевскую моноклираль;
доверхнедевонские отложения Печоро-Кожвинского мегавала;

досреднедевонские отложения в пределах уже открытых месторождений Колвинского мегавала, Мичаю-Пашнинской структурной зоны;

зоны выклинивания ниже-среднедевонских (докиновских) отложений на склонах крупных поднятий (Большеземельский палеосвод и др.);

южные районы Ижма-Печорской впадины вблизи разрабатываемых месторождений;

структуры западного склона севера Урала.

3. Провести в большом объеме региональные геолого-геофизические работы (сейсморазведка КМПВ, ОГТ, структурно-поисковое и параметрическое бурение) в геологически слабо изученных районах Малоземельско-Колгуевской моноклинали, Варандей-Адзвинской структурной зоны (межгорные пространства), Коротаихинской и Косью-Роговской впадин с целью выявления новых крупных структур в перспективных отложениях нижнего и среднего палеозоя.

4. Внедрить комплекс геофизических методов (сейсморазведка, ОГТ, разные модификации электроразведки и др.) для разведки тектонически нарушенных приповерхностных и, главное, поднадвиговых крупных структур в перспективных зонах поперечных опусканий западного склона севера Урала (Лемвинское, Щугорское, Илычское), Пай-Хоя и внутреннего борта Предуралья краевого прогиба. Работы целесообразно начать с зоны сочленения Верхне-Печорской впадины и Северного Урала (Кумайская, Подшайтановская, Подиспередская и другие структуры).

5. Шире изучать карбонатные породы как в процессе поисково-разведочного, так и эксплуатационного бурения, с использованием методов ядерной геофизики с целью поисков новых залежей УВ.

6. Разработать прямые геофизические методы поисков скоплений нефти и газа в зонах выклинивания нефтегазоносных комплексов.

7. Обеспечить научное обоснование и всестороннее изучение новых направлений поисково-разведочных работ: зон выклинивания, неструктурных и комбинированных ловушек, биогермных образований; новых приемов перспективной оценки отдельных нефтегазоносных комплексов и систем подсчета запасов нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Боровко Н.Г. Бархатова М.П., Михайловская Л.Н. Об условиях образования полюдовой свиты ижма-омринского комплекса Тимано-Печорской области. - Бюл. МОИП, 1979, т.54, Сер.геол., вып.6, с. 69-76.

2. Верхнедевонские барьерные рифы Тимано-Печорской провинции и методы их поисков. /А.В.Соломатин, Н.Д.Матвиевская, Б.Я.Вассерман и др. - В кн.: Рифогенные образования нефтегазоносных областей Русской платформы. М., 1976, с. 140-150. (Тр. ВНИГНИ, вып. 194).

3. Возможность открытия крупных нефтяных и газовых месторождений на территории Тимано-Печорской провинции. /А.Я.Кремс, М.И.Варенцов, С.М.Дорошко и др. - Геология нефти и газа, 1974, № 11, с. 1 - 6.

4. Геодекян А.А., Дубовский И.Т., Матвиевская И.Д. Палеогеоморфологические предпосылки нефтегазогеологического районирования (на примере верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции). - В кн.: Палеотектоника и палеоморфология в нефтяной геологии. М., Наука, 1978, с. 128-133.

5. Енцова Ф.И., Лютсева Л.В., Калантар И.З. Сравнительная оценка экранирующих свойств кунгурско-уфимских и нижне-среднетриасовых отложений севера Предуральского прогиба и северо-востока Русской платформы. - В кн.: Материалы по геологии и полезным ископаемым северо-востока Европейской части СССР. - Сыктывкар, Коми книжное изд-во, 1976, с. 66-72.

6. Журавлев В.С., Зарх В.П., Кушнарева Т.И. Стратиграфическое положение и условия формирования досилурийских отложений осадочного чехла Печорской впадины. - Бюл. МОИП, 1967, Сер.геол., вып.6, с. 5-15.

7. История геологического развития Северного Приуралья в палеозое и мезозое. Объяснительная записка к Атласу литолого-палеогеографических карт. - Л.; Наука, 1972. - 107 с.

8. Калик Н.Г., Чепелюгин А.Б., Шереметьева Т.А. Закономерности распространения и прогноз зон нефтегазоаккумуляции, связанных с локальными рифами. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1979, № 1, с. 12—15.

9. Коновалова М.В. О перерывах в верхнекаменноугольных и нижнепермских отложениях. — В кн.: Геология и полезные ископаемые Тимано-Печорской провинции. Сыктывкар, Коми книжное изд-во, 1975, с. 78—81.

10. Конторович А.Э., Моделевский М.С., Трофимук А.А. Принципы классификаций седиментационных бассейнов в связи с их нефтегазоносностью. — Геология и геофизика, 1979, № 2, с. 3—12.

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

12. Кузнецова Н.В. Распределение залежей нефти и газа в стратиграфическом разрезе Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. — В кн.: Геология и полезные ископаемые Тимано-Печорской провинции. Сыктывкар, Коми книжное изд-во, 1975, с. 176—182.

13. Магматизм и формирование складчатого обрамления северо-востока Русской платформы. /В.Г.Черный, Б.Я.Вассерман, И.П.Черная, Е.Б.Шафран, В.Е.Лешенко. — В кн.: Геология и нефтегазоносность северо-востока Европейской части СССР. Сыктывкар, Коми книжное изд-во, 1977, с. 39—45.

14. Максимов С.П., Кунин Н.Я., Сардонников Н.М. Цикличность геологических процессов и проблема нефтегазоносности. — М.: Недра, 1977. — 279 с.

15. Нефтеносность Камско-Кинельской системы прогибов. — /Л.З.Аминов, Н.Г.Абдуллин, В.С.Суетенков и др. — В кн.: Геология, разработка нефтяных месторождений, гидродинамика и физика пласта. Казань, 1973, с. 16—23. (Тр. ТатНИПИнефть, вып. XXII).

16. Ритмичность и нефтегазоносность. /В.Д.Наливкин, Г.Д.Аристова, Г.П.Евсеев и др. — В кн.: Цикличность отложений нефтегазоносных и угленосных бассейнов. М.: Наука, 1977, с. 3—16.

17. Состав органического вещества и углеводородных флюидов в отдельных краевых впадинах Предуральяского прогиба. /Е.П.Шшенина, И.Б.Кулбакина, К.И.Казакова и др. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1976, № 10, с. 22—26.

18. Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. / М.В.Мирчинк, Р.О.Хачатрян, В.И.Громека и др. - М.: Наука, 1965. - 213 с.

19. Тимофеев Б.В. О возрасте метаморфических пород Тиманского кряжа и древних свит юго-западного Притиманья. В кн.: Микрофитофоссилия протерозоя и раннего палеозоя СССР. Л., Наука, 1974, с. 23 - 24.

20. Удот Г.Д. Локальные структуры Печорской плиты в связи с нефтегазоносностью. - Л.: Наука, 1978.-96 с.

21. Фациальный состав и условия нефтегазонакопления продуктивных верхнекаменноугольных и пермских отложений северных платформенных районов Тимано-Печорской провинции. /А.В.Иванов, М.В.Коновалова, Р.П.Сливкова и др. - В кн.: Геология и нефтегазоносность северо-востока Европейской части СССР. Сыктывкар, Коми книжное изд-во, 1977, с. 137-152.

22. Филиппова Л.И. Среднедевонские и нижнефранские нефтегазоносные отложения Тимано-Печорской провинции. - В кн.: Геология и нефтегазоносность северо-востока Европейской части СССР. Сыктывкар, Коми книжное изд-во, 1972, с.69-86.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Печорский нефтегазоносный бассейн	4
2. Выделение нефтегазоносных комплексов	6
3. Основные критерии оценки перспектив нефтегазоносности Печорского бассейна	11
4. Прогноз нефтегазоносности Тимано-Печорской провинции	23
4.1. Перспективы нефтегазоносности юрских отложений	23
4.2. Перспективы нефтегазоносности терригенных пермских отложений	25
4.3. Перспективы нефтегазоносности нижнепермских, верхне- и среднекаменноугольных карбонатных отложений	29
4.4. Перспективы нефтегазоносности визейских терригенных и турнейско-верхнедевонских карбонатных отложений	35
4.5. Перспективы нефтегазоносности нижнефранских (пашийских) и среднедевонских терригенных отложений	37
4.6. Перспективы нефтегазоносности силурийских отложений	40
5. Основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции на 1981 - 1983 гг.	43
Литература	45

Владимир Алексеевич Дедеев
Сов Зайнуллович Амшинов
Николай Иосифович Тимонин
Геннадий Демьянович Удот
Наталья Викторовна Беляева
Валентина Алексеевна Мельникова
Татьяна Викторовна Майдль
Валентина Федоровна Удот
Борис Алексеевич Пименов

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Редактор Т.А.Куликова
Техн.редактор М.А.Сазанская
Корректор О.П.Сорокина

Подписано в печать 26/VIII-80. ЦО 3272. Формат 60 x 90
1/16. Бумага типографская № 1. Печ. л. 3. Уч.-изд.л. 3.
Тираж 450. Заказ № 366. Цена 20 коп.

Ротапринт Коми филиала АН СССР, г.Сыктывкар,
ул. Коммунистическая, 26.

20к