

УДК 001.8:553.98.04(470.111+470.13)

Прищепа О.М.

ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ – МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ИХ ВЫДЕЛЕНИЮ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ СОВРЕМЕННОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ОТРАСЛИ

В статье проанализировано развитие теории формирования и типизации зон аккумуляции и нефтегазонакопления.

На примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции обоснованы принципы выделения и типизации зон нефтегазонакопления. Проанализированы факторы, влияющие на формирование зон нефтегазонакопления, одним из наиболее важных из которых является фактор существования зоны аккумуляции (крупного положительного структурного элемента с широко распространенными природными, на одном или нескольких уровнях, резервуаров, контролируемых региональным либо зональным флюидоупором, сочлененного по латерали или вертикали с нефтематеринскими толщами, богатыми рассеянным органическим веществом, во время периодов наиболее интенсивной генерации. В пределах основных нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции выделено 209 зон нефтегазонакопления (73 выявленных и 136 перспективных) и выполнена предварительная оценка ресурсного потенциала перспективных зон нефтегазонакопления.

Выделение зон аккумуляции и нефтегазонакопления путем выбора генетически и морфологически однотипных объектов поисковых работ в пределах (мега-) нефтегазоносных комплексов и количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа нескольких (мега-) комплексов в совокупности позволяют формировать целенаправленные и эффективные программы геологического изучения нефтегазоперспективных земель.

Ключевые слова: аккумуляция, генерация, зона нефтегазонакопления, нефтегазоносный комплекс, прогнозные ресурсы, количественная оценка, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

Методологические подходы к выделению зон нефтегазонакопления

Понятие зоны нефтегазонакопления (ЗНГН) было введено и чаще всего использовалось как элемент нефтегазогеологического районирования (какой-либо части нефтегазоносной провинции). Критериями классификации ЗНГН служат: «геологические условия, определяющие возникновение и зональное распространение многочисленных ловушек, в которых происходит образование залежей нефти и газа»; «положение зон распространения этих ловушек относительно геотектонических элементов, контролирующих... направление процессов региональной миграции»; положение нефтематеринских толщ, и «условия, определяющие возможность локальной миграции внутри зон». Важнейшим положением, определенным И.О. Бродом [Брод, 1951], является то, что «группировка залежей нефти и газа внутри зоны контролируется местными структурными особенностями». Чуть позже в 1953 г. им же было уточнено, что под ЗНГН понимаются «крупные структурные элементы, с

которыми закономерно связаны группы залежей нефти и газа, составляющие месторождения»

Анализ проблемы позволил конкретизировать и систематизировать современные методологические подходы и принципы определения зон нефтегазонакопления (табл.1).

Таблица 1

Современные методологические подходы и принципы определения ЗНГН

| Определение зоны | Автор | Год |
|--|---------------------------|------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Месторождения, приуроченные к одному и тому же относительно крупному линейно-вытянутому структурному элементу. | И.О. Брод | 1951 |
| Группы месторождений, связанных общностью нефтегазоносных свит и сходством формы залегания слоев, а также приуроченностью к крупным эндоструктурным или экзоструктурным единицам. | В.Е. Хаин | 1954 |
| Ассоциация (совокупность) смежных и сходных по своему геологическому строению местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе генетически связанных между собой ловушек | А.А. Бакиров | 1959, 1985 |
| Определенные регионального значения крупные геологические элементы (валы, антиклинали и др.), к которым в таком же региональном плане приурочены нефтяные и газовые месторождения, связанные со сходными локальными структурами или зонами регионального, стратиграфического несогласия и литолого-фациального изменения. | М.Ф. Мирчинк | 1963 |
| Крупные структурные элементы, с которыми закономерно связаны группы залежей нефти и газа, составляющие месторождения. Группирование ловушек в пределах зоны нефтегазонакопления может быть обусловлено антиклинальными изгибами, осложняющими крупный нефтегазоносный элемент, выклиниванием или несогласным перекрытием нефтегазоносных толщ. | Н.А. Еременко | 1968 |
| Группа однотипных месторождений нефти и газа, которая характеризуется закономерной связью с определенным структурным, палеотектоническим или палеогеографическим элементом, а также общностью нефтегазоносных свит и сходством условий формирования месторождений. | Н.Ю. Успенская | 1972 |
| Совокупность смежных структурных форм, заключающих или способных заключать скопления нефти или (и) газа, объединенных единством механизма и времени их образования. | К. Бека И.В. Высоцкий, | 1976 |
| Обособленные в определенном структурном плане геологические структуры, чаще всего II порядка любого происхождения, контролирующие совокупность морфологически сходных залежей и месторождений нефти и газа. | М.Ф. Мирчинк | 1976 |

Продолжение табл. 1

| 1 | 2 | 3 |
|---|--|------------------|
| <p>Обособленная часть осадочного чехла, заключающая залежи нефти и газа, характеризующаяся следующими общими чертами: одинаковым возрастом и литологическим составом коллекторов (принадлежность к одним и тем же свитами); незначительным типов ловушек, схожим химическим составом УВ.</p> | G. Cess, C. Bois | 1976 |
| <p>Часть земной коры в пределах структурно-обособленного элемента последней, обеспечивающая своим генезисом и строением общность формирования заключенных в ней месторождений нефти и (или) газа.</p> | В.Б. Оленин | 1977 |
| <p>Выделение ЗНГН основывается на анализе закономерностей размещения ловушек и скоплений нефти и газа. Разнотипные ЗНГН не сопоставимы. Контроль может быть структурный и неструктурный.</p> | А.А. Трофимук, Ю.Н. Корогодин, Э.Б. Мовшович | 1982, 1983 |
| <p>Зоной или ареалом нефтегазонакопления следует считать группу известных и возможных месторождений, формирование и их размещение по площади и разрезу генетически связаны с региональным элементом (структурным или седиментационно-денудационным), закономерно образующимся и (или) активизирующимся на определенном этапе эволюции НГБ.</p> | Е.В. Кучерук, Е.Р. Алиева | 1985 |
| <p>Зона расположения смежных месторождений нефтидов (нефть, конденсат, газ, природные битумы), сформированных в результате накопления углеводородных флюидов из единого или единых одинаково направленных миграционных потоков.</p> | М.К. Калинин | 1985 |
| <p>Системы ловушек, локализованных в нефтегазонаосном бассейне (чаще всего в нефтегазонаосном комплексе), характеризующиеся общностью механизма аккумуляции УВ. (Они формируются на участках развития первичных и вторичных неоднородностей экранированных коллекторских систем и флюидов, физическое состояние которых обеспечивает аккумуляцию УВ).</p> | А.Н. Золотов, Б.А. Лебедев, В.В. Самсонов | 1985, 1987 |
| <p>Относительно целостная в структурном отношении часть осадочного слоя (положительная структура II порядка, структурный нос, приподнятый блок моноклинали), в пределах которой объем отложений колеблется от 600 до 5000 км³ и экспозиция которой относительно областей генерации позволяет реализовать в ее пределах промышленной нефтеносности. Неструктурные зоны нефтегазонакопления также укладываются в этот диапазон объектов.</p> | В.С. Лазарев | 1990 |
| <p>Совокупность (группа) ловушек, выделяемая в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза и характеризующаяся едиными условиями формирования содержащихся в них залежей - генерацией, миграцией, аккумуляцией и сохранностью УВ. (Зоны НГН в плане могут, как совпадать, так и существенно различаться по размерам и площади, т.е. быть унаследованными, не унаследованными, навешенными).</p> | О.М. Прищепа | 1991, 1994, 2006 |

Продолжение табл. 1

| 1 | 2 | 3 |
|---|-----------------------|------------|
| Природное элементарное скопление закономерно связанных друг с другом различных по крупности месторождений, ограниченного областями их отсутствия или значительного удаления друг от друга с убыванием к границам зоны плотностей ресурсов УВ и этажа нефтегазоносности. | Ю.Н. Григоренко и др. | 1995, 2005 |

Развитие учения зон нефтегазонакопления активно продолжалось во всей второй половине 20-го века. В целом большая часть исследователей развивала и уточняла предложенное И.О. Бродом «структурное» направление. Это направление, безусловно, отвечало текущим потребностям отрасли в этот период, и способствовало эффективному ведению геологоразведочных работ (ГРП).

Общепринятого и однозначного понятия зон нефтегазонакопления до настоящего времени не существует. Наиболее часто ЗНГН определялись (М.Ф. Мирчинк; Н.А. Еременко, И.В. Высоцкий) как структурные элементы земной коры разного порядка [Еременко, 1968; Критерии нефтегазонакопления..., 1976; Высоцкий, Оленин, Высоцкий, 1981]. Часть исследователей под ЗНГН понимают более мелкий элемент нефтегазогеологического районирования, чем нефтегазоносный район и соответствующий им тектонический элемент.

Другие исследователи (В.Е. Хаин, А.А. Бакиров, Н.Ю. Успенская, Е.В. Кучерук, Е.Р. Алиева, Ю.Н. Григоренко) определяют ЗНГН как группу месторождений, находящихся в сходных геологических условиях [Брод, 1951; Хаин, 1954; Успенская, 1972; Лазарев, 1979; Бакиров, 1985; Кучерук, Алиева, 1985; Зоны нефтегазонакопления..., 2002]. Все упомянутые выше исследователи в смысле размерности понимают ЗНГН как следующий, более крупный, нефтегазоносный объект, нежели месторождение. Так, А.А. Бакиров в 1959 г. в качестве ЗНГН выделил объект более крупный, чем местоскопление (месторождение), но меньшего размера, чем нефтегазоносный район. Наиболее характерным является определение, данное им же в 1985 г.: ЗНГН это «ассоциация (совокупность) смежных и сходных по своему геологическому строению местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе связанных между собою ловушек» [Бакиров, 1985]. То есть, оно базируется на одном признаке зон – группировке месторождений углеводородов (УВ), а не на контролирующих их геологических факторах.

Систему требований к содержанию понятия и критериям выделения зон нефтегазонакопления сформулировали А.А. Трофимук, Ю.Н. Карогадин и Э.Б. Мовшович [Трофимук, Карогадин, Мошкович, 1980а, 1980б, 1982]. Они предполагают однозначность

выделения зон, конкретность используемых опорных характеристик и составляющих элементов.

Этим же критериям отвечает определение зоны как «природного элементарного скопления закономерно связанных друг с другом различных по крупности месторождений, ограниченного областями их отсутствия или значительного удаления друг от друга с убыванием к границам зоны плотностей ресурсов УВ и этажа нефтегазоносности». То есть, для выявления зоны нефтегазонакопления необходимо установить месторождения с каким-нибудь этажом нефтегазоносности. При этом чтобы оконтурить зону желательно знать и «области их отсутствия».

Практика геологоразведочных работ последних десятилетий, свидетельствует о том, что вышеизложенный подход не всегда обеспечивает прогностические характеристики ЗНГН.

Существенная часть приведенных определений, по сути, исключает понятие «перспективной» (возможной) зоны нефтегазонакопления. Если между группами выявленных месторождений даже в пределах единого структурно-тектонического элемента окажется область их отсутствия, то единая с точки зрения структурного контроля зона должна расчлениваться на самостоятельные зоны, то есть, в критическом случае это может быть доведено до самостоятельного месторождения?

Можно было бы использовать критерий «убывания к границам зоны плотностей ресурсов УВ и этажа нефтегазоносности», но, как показывает практика работ в регионах сложного строения с развитием нескольких или даже многих нефтегазоносных комплексов (например, в Западно-Сибирской, Тимано-Печорской и др. провинциях), этот критерий работает не всегда, в случае, если граница зоны не совпадает с разделами положительных структурных элементов (от моноклиналей или депрессий). Чаще, за пределами ярко выраженных положительных структурно-тектонических элементов наоборот, наибольшая концентрация плотностей запасов и ресурсов наблюдается в периферийной части зоны, на ее «фронте» что, скорее соответствует критериям, разработанных И.О. Бродом.

Многие исследователи не определяют размерности ЗНГН. Большинство из них в генетическом смысле в качестве ЗНГН, как аккумуляционных объектов, рассматриваются любые положительные тектонические структуры разных порядков, до антеклиз включительно. На практике до этого не доходит, но в разных районах в качестве ЗНГН выделяются разнопорядковые структуры, обычно I и II порядков.

Третье принципиальное толкование зон нефтегазонакопления было дано А.Н. Золотовым, В.В. Самсоновым и др. при выходе с ГРП в районы сложного геологического строения, а также в бассейнах имеющих природные резервуары нефти и газа в разнотипных нефтегазоносных комплексах [Самсонов и др., 1986; Золотов, Лебедев, Самсонов, 1987]. Наиболее ярко выраженным можно признать определение, в котором в качестве базового объекта ЗНГН принимается не месторождение, а ловушка и объединяются они в зоны по принципу генетически сходного строения и возможности образования скоплений в пределах укрупненного нефтегазоносного комплекса.

Такое определение позволяет отойти от допущений, часто ограничивающих прогноз. Во-первых, от того, что понятие зоны нефтегазонакопления применимо не только к выявленной (установленной) и, по сути, констатирующим уже достигнутый результат, но и перспективной или прогнозной и, во-вторых, от того, что зоны НГН разных нефтегазоносных комплексов (мегакомплексов) могут существенно отличаться в плане, могут не совпадать с чисто структурными элементами, и как следствие, при проведении работ требуют индивидуального подхода.

Последний вывод является наиболее важным, поскольку именно на его основе может базироваться разработка программ проведения геологоразведочных работ в районах с достаточно хорошо изученными структурными элементами I и II порядков и при переходе к изучению более мелких элементов закономерно не связанных со структурными элементами (существенно менее изученных), а также при доизучении маловыраженных антиклиналей, моноклиналей и депрессий осадочных бассейнов.

Работами автора [Прищепа, 1987, 1991, 1994] было показано, как при использовании традиционных подходов проведения ГРП на разных стадиях изучения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции при выходе в новые районы и на новые базовые комплексы наблюдались серии неудач или открытия имели случайный характер. Даже после получения первых положительных результатов при использовании ранее эффективных систем размещения ГРП часто трудно было системно «закрепить» результат, пока не изменялся подход к работе. То есть, использование на практике подхода, определяющего ЗНГН как более мелкого, чем нефтегазоносный район элемент районирования в бассейнах имеющих многокомплексное строение с не унаследованными условиями формирования залежей (в разных комплексах) не обеспечивало решения поисковых задач в пределах всех комплексов одновременно.

В результате обобщения определений и материалов ГРП автором предложено понимать под зоной нефтегазонакопления «совокупность (группу) ловушек, выделяемую в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза, в которых содержатся залежи, характеризующиеся едиными условиями формирования - генерацией, миграцией, аккумуляцией и сохранностью УВ».

В соответствии с предложениями А.А. Трофимука, А.Н. Золотова целесообразно с точки зрения размещения систем поисковых объектов выделять зоны нефтегазонакопления в пределах нефтегазоносных комплексов в соответствии с положением региональных покровов. При этом, в такой, например, сложнопостроенной нефтегазоносной провинции как Тимано-Печорская наблюдается несовпадение, наиболее часто используемых на практике, числа и состава нефтегазоносных комплексов (от 8 до 11 шт.) с комплексами, ограниченными положением региональных покровов. В целом, для всего нефтегазоносного бассейна, при выделении зон может использоваться понятие укрупненного или мегакомплекса.

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и ее морском продолжении в качестве таковых было предложено рассматривать три мегакомплекса: нижний, ограниченный сверху тиманско-саргаевским региональным флюидоупором, средний – доманиково-(семилукско)-нижнеартинский, ограниченный сверху артинско-кунгурским флюидоупором, и верхний верхнепермско-триасовый, ограниченный системой триасовых и среднеюрских флюидоупоров [Прищепа, 1991].

В пределах двух мегакомплексов (нижнего и среднего) в разных частях бассейна наблюдаются хорошо выдержанные зональные флюидоупоры, что позволяет рассматривать дополнительно как самостоятельные и используемые для выявления закономерностей, выделения и прогноза ЗНГН, в нижнем – ордовикско-нижнедевонский комплекс, ограниченный в южной части провинции глинистыми отложениями среднего девона или непосредственно перекрытыми региональной тиманско-саргаевской покровной и залегающий выше среднедевонско-нижнефранский комплекс, и в среднем - семилукско-турнейский комплекс, ограниченный ниже-средневизейской глинистой покровной или серпуховскими карбонатно-ангидритовыми образованиями и верхневизейско-нижнеартинский.

При переходе от понятия «месторождение» в зоне нефтегазонакопления к понятию совокупности залежей, образованной системой контролирующих факторов в пределах мегакомплекса пришлось столкнуться с проблемой необходимости создания стратегии

проведения геологоразведочных работ направленных на поиски и оценку соответствующих групп самостоятельных объектов. Формирование месторождения с залежами в разных мегакомплексах является частным случаем совпадения зон, контролируемых чаще всего одним - структурным фактором.

Условия формирования зон аккумуляции (палеозон концентрации УВ) и зон нефтегазонакопления

Одним из дискуссионных вопросов обсуждаемых в связи с учением зон нефтегазонакопления является соотношение (или совпадение) понятий зона нефтегазонакопления - зона аккумуляции. Часть исследователей считает их синонимами, что, соответственно требует применения только одного термина. Другая часть, в том числе и автор, различает эти понятия. Принципиальным для размещения систем ГРП при оценке перспектив является возможность обнаружения современных (сохранившихся и не расформированных залежей) и, соответственно, отличие понятий ЗНГН и зон аккумуляции в рассматриваемом нами понимании состоит в том, что первое понятие относится к современному состоянию, а второе к геолого-историческому. До момента формирования палеозалежей, возможно, уместнее использовать понятие зоны аккумуляции, а, рассматривая современные перспективы пользоваться уже понятием зон нефтегазонакопления. В качестве альтернативы можно использовать понятие палеозоны концентрации УВ (ПЗК), что позволяет расставить исторические акценты. Таким образом, наиболее значимым отличием зоны аккумуляции от ЗНГН является то, что она может быть в современный период времени или после времени аккумуляции переформированной, расформированной, или вновь сформированной, а ЗНГН является как раз «продуктом» всех геологических наложенных процессов в случае сохранения в ней части залежей.

Исследования, выполненные в Тимано-Печорской нефтегазонаосной провинции, показали, что одним из наиболее важных факторов, определяющих возможность образования зон нефтегазонакопления, является фактор существования зоны аккумуляции (крупного положительного структурного элемента с широко распространенными природными (на одном или нескольких уровнях) резервуарами, контролируемые региональным и зональным флюидоупором и сочлененного по латерали или вертикали с нефтегазоматеринскими толщами богатыми рассеянным органическим веществом (РОВ) в периоды наиболее интенсивной генерации из него. При моделировании условий формирования зон нефтегазонакопления рассмотрение вышеуказанного фактора приводит при учете прочих критериев к непосредственной конкретизации таких наиболее важных

показателей как определение возможного уровня (комплекса) нефтеносности, оценка богатства недр и фазового состава УВ.

Для зон аккумуляции унаследованного развития с существованием одного или нескольких региональных флюидоупоров, сформированных к началу периода интенсивной генерации и расположенных гипсометрически выше нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) фактор времени генерации имеет второстепенное значение. В таких зонах на первый план выходит непосредственно качество флюидоупора, контролирующего сохранность генерированных и мигрировавших в зону УВ, а богатство определяется объемом рассеянного органического вещества и объемом вмещающих резервуаров.

Зоны аккумуляции могут быть связаны с определенным литолого-стратиграфическим комплексом, который на региональном уровне характеризуются специфическими чертами нефтегазоносности. Существенная часть крупных зон аккумуляции имеет «сквозной» характер, но по отношению к первичным условиям - «наложенный».

В большинстве случаев (более 70%) контроль залежей УВ в первичных зонах аккумуляции связан практически исключительно со структурным фактором, что естественно вызывает определенный скепсис к оставшейся части. Но, с учетом современной изученности, в большинстве нефтегазоносных бассейнов России в последние годы поисковые геологоразведочные работы, в основном, и ведутся (и эта тенденция будет лишь усугубляться в дальнейшем) в районах, где структурный контроль является не столь очевидным и доминирующим.

Перенос методических приемов ведения ГРП из тех районов, где контроль был лишь структурным, в новые районы, как показала практика работ еще в «советский» период приводил к огромным материальным потерям и «застою», длившемуся иногда не одну пятилетку. В тоже время переход на принципиально новую систему опоскования, предполагающую индивидуальные схемы работ для объектов разных комплексов, давал ощутимые результаты и приводил к открытию новых крупных направлений подготовки запасов нефти и газа в регионах [Самсонов и др., 1986; Золотов, Лебедев, Самсонов, 1987].

Такие примеры есть практически во всех хорошо изученных бассейнах. В Волго-Уральской НГП – это применение специфических систем опоскования на визейские (аллювиального происхождения) залежи и верхнедевонские (рифогенные); в Западно-Сибирской НГП – на залежи в юрских отложениях (клиноформные) и др. Особенно характерно применение специфических систем опоскования объектов в ЗНГН, не связанных с доминирующим структурным контролем в Тимано-Печорской НГП, в

частности, при ополаскивании ловушек в верхнепермских терригенных отложениях, верхнедевонских рифогенных образованиях, силурийско-нижнедевонских отложениях и нижне-средневизейских образованиях. Хотя, несмотря на огромное многообразие разнотипных зон в пределах мегакомплексов (комплексов), среди всех ЗНГН ТПП около 40% контролируется высокоамплитудными линейно-вытянутыми структурами (валами, мегавалами), которые расположены в тектонически активных (мобильных) блоках земной коры (Печоро-Колвинский авлакоген, Варандей-Адзввинская структурная зона, Предуральский краевой прогиб). Вызвано это, в первую очередь, тем, что первичные зоны аккумуляции, пересекающие узкие линейные валы (часто контролируемые крупным тектоническими нарушениями) за счет интенсивно наложенных процессов вовлекаются (становятся элементом) вторичной зоны нефтегазонакопления, зачастую разрывая связь с первичной зоной. Таких примеров в Тимано-Печорской провинции множество. Характерным примером являются зоны нефтегазонакопления вала Сорокина и Колвинского мегавала, которые пересекаются практически вкрест простирания крупными верхнедевонскими и раннепермскими зонами (рифогенного характера), существенно утратившими нефтегазонакопительность в стабильных прилегающих к валам районах.

Зоны НГН, находящиеся под двойным структурным (аккумуляционным) контролем (мегавалы, валы), являются наиболее богатыми нефтью и газом (Колвинский мегавал). При этом, месторождения в пределах таких зон – многопластовые (в среднем 4 залежи на одном месторождении, иногда – более 20 – Харьгинское месторождение). Абсолютное большинство зон аккумуляции двойного контроля приурочено к наиболее активным тектонически территориям (Печоро-Колвинскому авлакогену и Варандей-Адзввинской структурной зоне).

Безусловным является то, что такие зоны аккумуляции доминируют над всеми прилегающими территориями и как губка впитывают все, что мигрирует вдоль их границ. К таким зонам аккумуляции можно отнести валы: Шапкина-Юрьянский, Колвинский мегавал, вал Сорокина, Сарембой-Леккейгинский и Гамбурцева, Мичаю-Пашнинский. В пределах указанных зон плотность НСР в десятки раз выше, чем в других зонах.

В настоящее время на территории ТПП открыто более 230 месторождений (включая непромышленные), 11 из которых крупные (в т.ч. 5 нефтяных, 3 нефтегазоконденсатных, 1 газонефтяное и 2 газоконденсатных), 23 средние, остальные мелкие. К крупным месторождениям на территории ТПП отнесены месторождения с первичными запасами нефти более 60 млн. т, газа - более 75 млрд. м³. Крупными месторождениями по запасам

нефти в пределах провинции являются Ярегское, Возейское, Усинское, Харьягинское, Южно-Хыльчунское и Тобойско-Мядсейское, по запасам газа Вуктыльское, Лаявожское, Кумжинское, Василковское и Ванейвисское. Восемь из одиннадцати месторождений находятся на территории Печоро-Колвинского авлакогена. Практически все они сформированы в зонах аккумуляции двойного контроля.

Противоположностью вышеописанным областям являются слабовыраженные (малоамплитудные) зоны стабильных областей провинции, где контроль нефтегазоносности практически полностью определяется характером первичных палеозон концентрации УВ, чаще всего не совпадающих в разрезе с другими палеозонами в выше-нижележащих НГК, что приводит к тому, что даже в амплитудных ловушках нефтегазоносность редко отмечается в двух комплексах, разделенных флюидоупором с хорошими экранирующими свойствами. Соответственно однотипные поисковые схемы, которые должны применяться для оценки зон разных НГК могут существенно различаться. Ярким примером, иллюстрирующим данное положение, является ЗНГН восточного борта Хорейверской впадины в нижнедевонских и верхнефранско-фаменских отложениях.

В сухопутной, северной части Тимано-Печорской провинции и на ее морском продолжении практически полностью отсутствуют унаследованно развивавшиеся крупные положительные структуры. К таковым здесь можно с долей условности отнести Малоземельско-Колгуевскую моноклинали и срединную часть Печоро-Колвинского авлакогена. Для большей части остальных крупных структурных элементов отмечаются инверсионные периоды развития. Соответственно наличие ЗНГН, сопряжено с развитием и переформированием первичных зон аккумуляции.

Формированию существующих зон нефтегазонакопления предшествует образование крупных по площади палеозон концентрации углеводородов (ПЗК УВ), в качестве которых рассматриваются структурно или литологически обособленные геологические тела внутри осадочного чехла, обладающие в современном или палеоструктурном плане автономией флюидодинамической системы. Обычно эти системы объединяют коллекторские горизонты одного нефтегазонасного или гидрогеологического комплекса и реже двух-трех комплексов. Такое понятие в существенной мере отвечает понятию широко распространенному в мире – «плэй».

Выделение ПЗК УВ осуществляется на базе литолого-фациальных и структурных построений по данным бурения и геофизических исследований, а автономия флюидодинамических систем определяется по набору критериев, используемых при

диагностике гидрогеологических комплексов. Образование ПЗК УВ связано с началом региональной миграции и постепенным насыщением углеводородами флюидодинамических систем. На различных этапах активизации тектонических движений в ПЗК УВ происходит формирование и переформирование палеозалежей УВ.

Временная связь тектогенеза и образования УВ палеозалежей наиболее отчетливо проявляется в периоды положительных инверсионных движений, что обусловлено с одной стороны изменением регионального структурного плана и возникновением новых ловушек УВ, с другой - нарушением фазового равновесия флюидной системы, достигнутого на предыдущих этапах развития. Обычно крупным инверсионным движениям предшествует этап длительного и устойчивого погружения, в результате которого происходит постепенное выравнивание внутрипоровых давлений в различных по литологическому составу породах, сопровождающееся возникновением в коллекторах аномально высокого пластового давления, близкого по величине к внутрипоровому давлению глинистых образований.

Следствием положительных инверсионных движений является снижение пластовых давлений в резервуарах, причем релаксация внутрипорового давления в коллекторах протекает значительно быстрее, чем в нефтематеринских породах. Возрастающая при этом разница давлений в материнских и коллекторских горизонтах стимулирует развитие процессов первичной миграции УВ. Кроме того, снижение пластовых давлений в резервуарах способствует выделению в свободную фазу УВ, растворенных в воде. Окончательное формирование УВ залежей и современных ЗНГН происходит на завершающей стадии становления структурного плана палеозон концентрации ПЗК УВ.

По генетической принадлежности залежей УВ НГК можно разделить на сингенетичные (первично нефтегазоносные), содержащие нефтегазогенерирующие толщи и коллекторы и на эпигенетичные (вторично нефтегазоносные), включающие, главным образом, коллекторы. К сингенетичным нефтегазоносным [Критерии нефтегазоносности..., 1976] комплексам в ТПП относятся верхнеордовикско-нижнедевонский, семилукско-турнейский, нижне-средневизейский и верхнеартинско-кунгурский, к эпигенетичным – визейско-нижнепермский, верхнепермский и триасовый комплексы. Такой же подход может быть применим и при выделении зон нефтегазонакопления в соответствующих комплексах.

Выявленные закономерности позволяют более уверенно делать прогноз физического состояния флюидов в зонах нефтегазонакопления основных нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции.

Типизация зон нефтегазонакопления

В силу разнообразия определений и подходов к выделению зон нефтегазонакопления существует огромное количество классификаций. При этом их авторы при разработке классификационных признаков зачастую ограничивают исследование уровнем одного доминирующего критерия, противоречат ими же данными определениям (отходя от понятия месторождение в зоне, и переходя к понятию залежи, и от понятия группы месторождений к группе залежей) и др.

Ставя одной из задач типизацию ЗНГН, позволяющую дифференцировать зоны в соответствии с необходимостью определения подходов к проведению эффективных геологоразведочных работ, как на отдельные объекты зон, так и на совокупность их объектов в целом (на направлении работ, на лицензионном участке и т.д.), сразу приходится определяться с их масштабностью. Так региональные закономерности и критерии выделения и классификации ЗНГН в большинстве случаев не определяют систему их опоискования в пределах нефтегазоносной области или района, но, безусловно, будут способствовать выработке подходов и особому вниманию для того, чтобы избежать существенных ошибок методологии работ.

При походе к опоискованию ЗНГН как части более крупных аккумуляционных объектов, включающих месторождения, характерным является то, что они могут быть связаны, в первую очередь с тектоническими, и во - вторую с нетектоническими объектами. Исходя из принятия в качестве доминирующих факторов, ответственных за формирование ЗНГН структурно-тектонических, выделяются три основных типа [Прищепа, 1987] - структурные ЗНГН, связанные с аккумуляционными объектами тектонического происхождения; - субстратные ЗНГН, возникновение которых обусловлено изменением физических свойств пород и структурно-субстратные ЗНГН, связанные с нефтегазоносными объектами, формирование которых протекало под воздействием тектонических процессов, затрагивающих субстрат.

В качестве доминирующих признаков при типизации зон нефтегазонакопления предлагается рассматривать положение региональных флюидоупоров, контролирующих развитие ЗНГН в мегакомплексах и собственно сочетание в разрезе разноуровневых ЗНГН, контролируемых перечисленными выше критериями (генерация, миграция, аккумуляция и сохранность).

В соответствии с принципиальной генерационно-аккумуляционной моделью условий формирования зон нефтегазонакопления полный ряд ЗНГН на перспективной территории

можно типизировать по положению в разрезе, количеству и взаимоотношениям региональных резервуаров и флюидоупоров. Всю совокупность ЗНГН в пределах определенной территории (например, нефтегазоносного района) можно разделить на однослойные и многослойные (двуслойные и т.д.) и по их сочетанию на сквозные, навешенные и не унаследованные.

Даже в пределах узких (линейных) валов занимающих площадь всего нефтегазоносного района (в ТПП – Шапкина – Юрьяхинском, вале Сорокина, валах Колвинского мегавала) в разных их частях по совокупности развития ЗНГН можно выделить и однослойные и многослойные, как сквозные, так и не унаследованные и навешенные. Так, южную часть Шапкина-Юрьяхинского вала можно отнести к участкам развития ЗНГН не унаследованного характера, а северную - навешенного. Южную часть Колвинского мегавала к участкам сквозного характера, а северную – навешенную. В пределах же небольшого по размерам - вала Сорокина можно выделить все разнообразие ЗНГН – от однослойных (не унаследованных) на юге, сквозных в центральной части, до навешенных в северной.

Безусловно, такая зональность, в первую очередь, связана с двумя доминирующими критериями (генерацией и миграцией – развитием нефтегазоматеринских толщ, их удаленностью от разных частей валов, а также способностью мигрировать по узким линейным проводящим каналам под флюидоупором и перетокам по тектонически активным зонам). Из приведенных примеров наглядно видно, что для эффективного размещения геологоразведочных работ, даже в пределах весьма ограниченных и структурно однотипных участков требуются совершенно разные подходы, что и показала практика их проведения в ТПП.

Важным моментом является и то, что при переходе от участков с разными типами ЗНГН может существенно изменяться фазовый состав углеводородов в залежах. Такие явления наблюдаются в Тимано-Печорской провинции в пределах практически всех крупных валов или составных валов (Ухто-Ижемский, Лыжско-Кыртаельский, Мичаю-Пашнинский, Шапкина-Юрьяхинский, Сорокина, Возейско-Усинский и т.д.).

В Тимано-Печорской провинции полный ряд развития и совокупности ЗНГН должен включать (при существенно обогащенных РОВ нефтегазоматеринских толщ, по крайней мере, на трех уровнях - ниже и выше тиманско-саргаевского регионального флюидоупора, ниже и выше кунгурского регионального флюидоупора) следующие разновидности:

- сформированные исключительно под тиманско-саргаевским региональным флюидоупором за счет генерации из РОВ додоманиковых НГМТ (Верхневозейская, Южно-Сорокинская, Южно-Лыжская, Гамбурцева, Тиманская, Омра-Сойвинская);
- сформированные только под кунгурским региональным флюидоупором за счет генерации из РОВ среднефранско (семилукско)-артинских НГМТ (Сюрхаратинская, Центрально-Хорейверская; Аресская, Чикшинская);
- сформированные под обоими (тиманско-саргаевским и кунгурским) флюидоупорами за счет РОВ додоманиковых НГМТ (Лайская, Командиршорская, Тобойская);
- сформированные под обоими (тиманско-саргаевским и кунгурским) флюидоупорами за счет РОВ и додоманиковых и среднефранско-(семилукско)-артинских НГМТ (Сарембойская и Салюка-Макарихинская);
- сформированные под юрским зональным флюидоупором за счет генерации из РОВ артинско-кунгурского НГМТ (Колгуевская, Лемьюская);
- сформированные под кунгурским региональным и юрским зональным флюидоупорами за счет генерации из РОВ среднефранско(семилукско)-артинских НГМТ (Ярейюская, Сунаельская);
- сформированные под тиманско-саргаевским и кунгурским региональными и юрским зональным флюидоупорами за счет генерации из РОВ додоманиковых и среднефранско(семилукско) - артинских НГМТ(Южно-Юрьяхинская, Харьягинская,);
- сформированные под тиманско-саргаевским и кунгурским региональными и юрским зональным флюидоупорами за счет генерации из РОВ додоманиковых, среднефранско(семилукско)-артинских и артинско-кунгурских НГМТ (Печоро-Кожвинская, Варандейская).

Приведенная типизация зон нефтегазонакопления, по сути, определяет этаж нефтегазоносности в ее пределах, о чем свидетельствуют приведенные выше примеры. По составу флюидов все ЗНГН Тимано-Печорского бассейна можно разделить на сугубо нефтяные, смешанные, газовые и газоконденсатные.

Большинство зон НГН расположенных в Хорейверской впадине и в пределах Варандей-Адзвинской структурной зоны сугубо нефтяные. В пределах Печоро-Колвинского авлакогена от его центральной части на север наблюдается смена ряда зон от нефтяных, смешанных к газовым и газоконденсатным. В пределах впадин Предуральского прогиба в большей части зон НГН отмечен газовый или газоконденсатный состав флюидов.

Анализ распределения нефтегазоносности, развития НГМТ и флюидоупоров, наряду с палеоструктурным анализом показывает, что в целом в пределах ТПП сформирован полный ряд зон нефтегазонакопления, который может иметь продолжение в акваториальной части.

На основании походов, изложенных выше, в пределах четырех основных нефтегазоносных комплексов, отвечающих двум мегакомплексам (ордовикско-нижнедевонскому, среднедевонско-нижнефранскому, семилукско-турнейскому и верхневизейско-нижнепермскому) в пределах суши ТПП выделено 209 зон нефтегазонакопления, в том числе 73 выявленных и 136 перспективных. Наибольшее количество зон – 73 выделено в пределах доманиково-турнейского комплекса, в нем же выделяется и наибольшее количество выявленных зон нефтегазонакопления.

В пределах ордовикско-нижнедевонского НГК выделены 56 зон нефтегазонакопления (рис. 1), 18 из которых прогнозируются в Северо-Предуральской НГО и 12 развиты и прогнозируются в Печоро-Колвинской НГО. Максимальное количество зон НГН в одном районе (или хотя бы его части) выделено в Колвависовском (5 шт.) и Лайско-Лодминском (4 шт.) нефтегазоносных районах.

В пределах среднедевонско-нижнефранского НГК выделены 34 зоны нефтегазонакопления (рис. 2), 13 из которых выявлены и прогнозируются в Печоро-Колвинской НГО и 7 развиты и прогнозируются в Ижма-Печорской НГО. Максимальное количество зон НГН в одном районе – 5 отмечено в Лайско-Лодминском НГР.

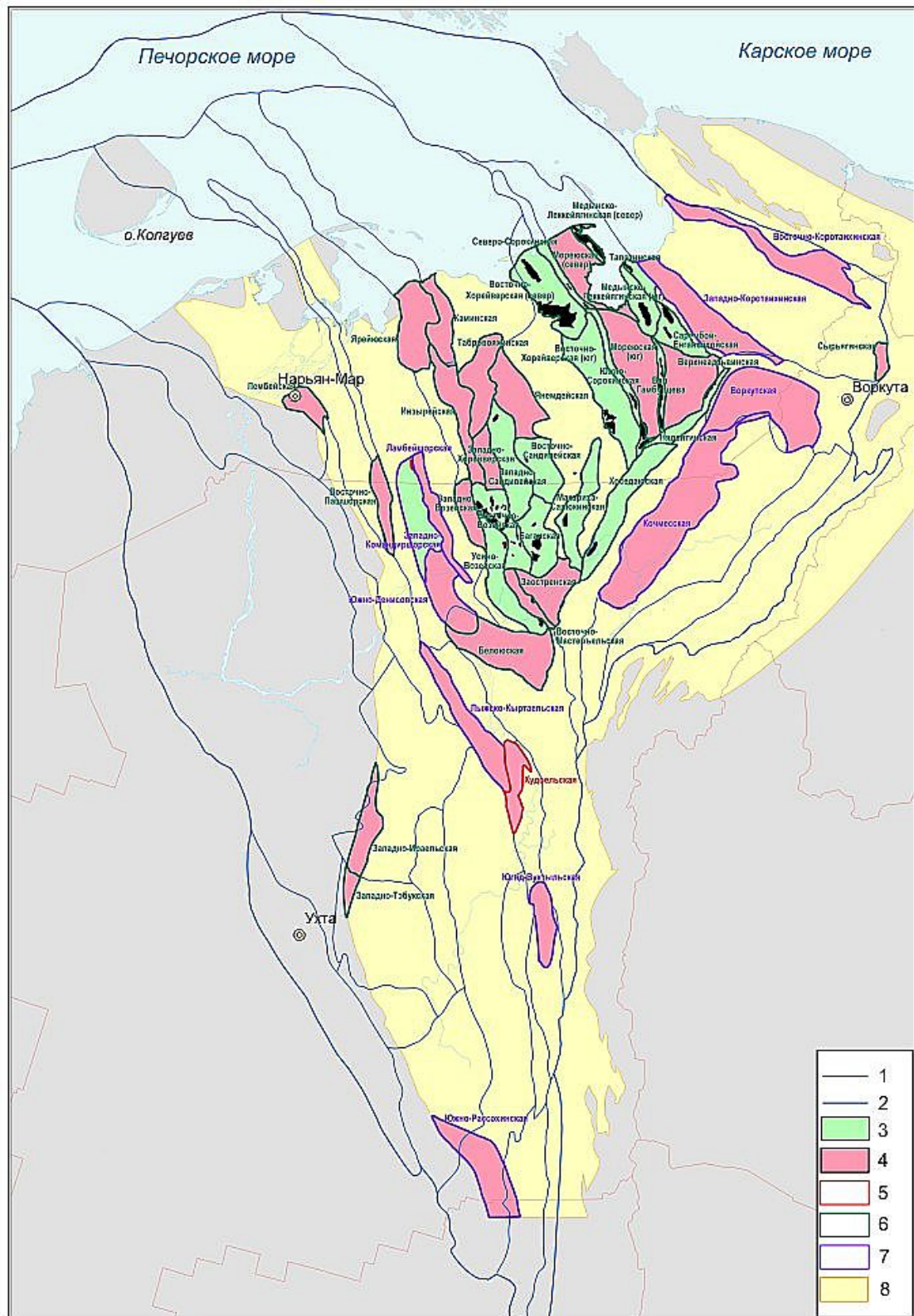
В пределах доманиково-турнейского НГК выделено 73 зоны нефтегазонакопления (рис. 3), 23 из которых развиты и прогнозируются в Печоро-Колвинской НГО, а 15 - в Северо-Предуральской. Максимальное количество зон НГН в одном районе отмечается для Колвависовского (7 шт.) и Лайско-Лодминского (7 шт.).

В пределах верхневизейско-нижнепермского НГК выделены 47 зон нефтегазонакопления (рис. 4), 15 из которых развиты и прогнозируются Северо-Предуральской НГО и 11 выявлены и прогнозируются в Печоро-Колвинской НГО. Максимальное количество зон НГН в одном районе – 4 в Лайско-Лодминском.

Оценка ресурсного потенциала зон нефтегазонакопления

Для оценки потенциала ЗНГН во ВНИГРИ разработана методика, позволяющая не только качественно, но и количественно определить и дифференцировать перспективную территорию по объемам прогнозных ресурсов УВ и соответственно их плотности.

Такая оценка необходима как один из важнейших элементов разработки программ геологоразведочных работ на нефть и газ и оценки их возможной эффективности.



**Рис. 1. Схема распространения зон нефтегазоаккумуляции
среднеордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса**

1 - граница Тимано-Печорской провинции; 2 - границы нефтегазогеологического районирования; зоны нефтегазоаккумуляции: 3 - выявленные; 4 - перспективные; фазовый состав зон: 5 - газовые; 6 - нефтяные; 7 - смешанные; 8 - граница распространения комплекса

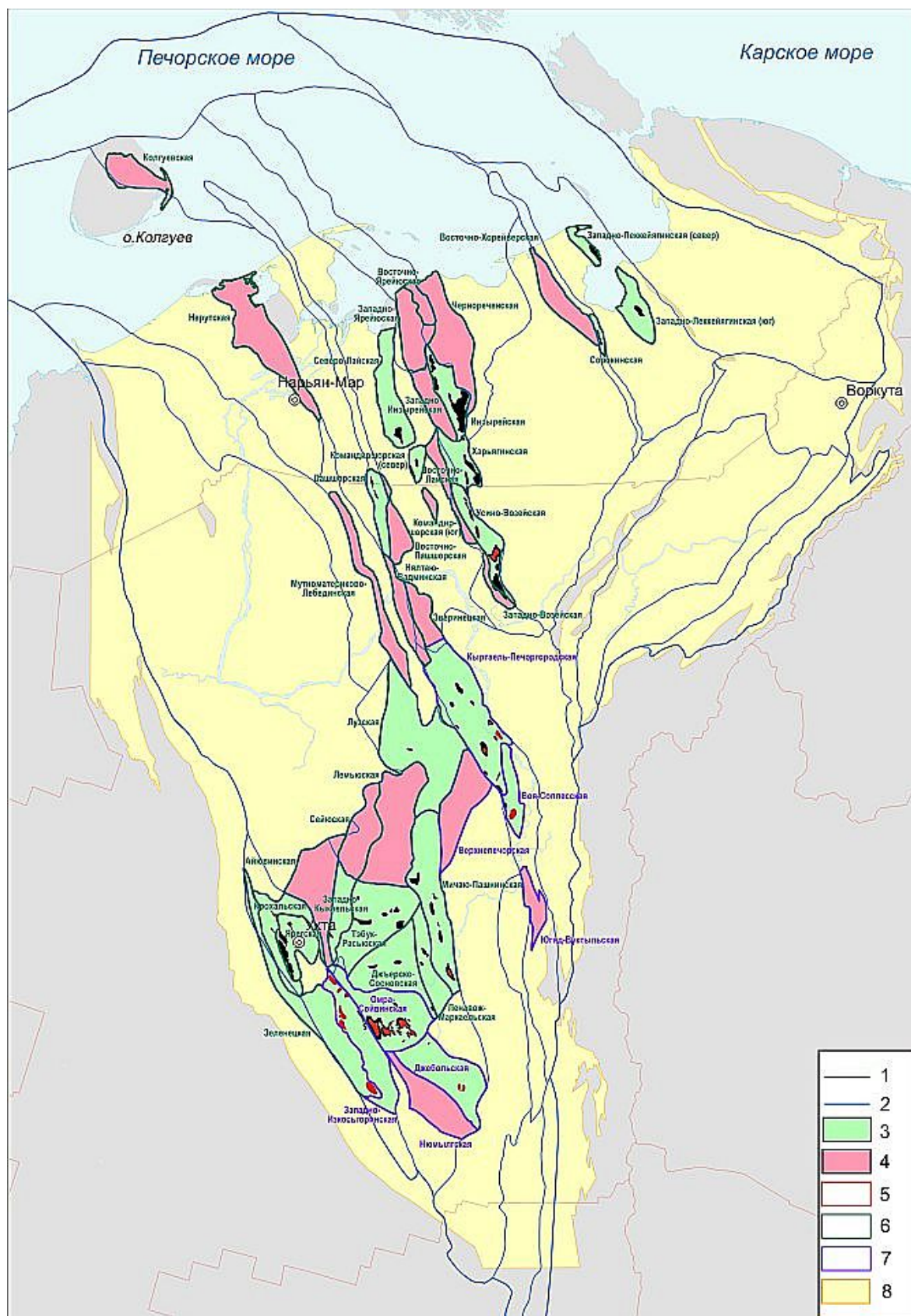


Рис. 2. Схема распространения зон нефтегазонакопления среднедевонско-нижнефранского терригенного нефтегазоносного комплекса

Условные обозначения см. на рис. 1.

Как показывает практика, при отдельной оценке эффективности ГРП на отдельные комплексы и на отдельные структурно-тектонические элементы наблюдается их существенная дифференциация. Если в целом по периодам эффективность ГРП, в соответствии с изученностью, закономерно снижается, как в южной, так и северной частях провинции, то при более детальном анализе наблюдается четко прослеживаемая закономерность концентрации работ от более крупных положительных структурных элементов к все более мелким и направленность их в разные периоды на определенные целевые комплексы и, соответственно, этому резкие колебания эффективности ГРП. Как уже обсуждалось выше, это было следствием переноса методов поисков и систем размещения скважин от изученных (традиционных) районов к новым вовлекаемым в изучение. Особенно ярко указанная тенденция снижения эффективности работ на начальных этапах изучения проявлялась при выходе с работами в малоамплитудные районы, моноклинали и депрессии.

В целом прослеживается устойчивая закономерность изменения динамики эффективности работ в пределах крупных положительных структурных элементов после открытия первых залежей - от максимально эффективных с резким ее снижением после периода выявления наиболее крупных залежей и, наоборот, в пределах пологих (моноклиналиальных и депрессионных) структурных элементов от относительно малоэффективных на протяжении значительного по времени периода, затем периода повышения эффективности работ и затем гораздо более плавного снижения эффективности в дальнейшем чем в первом случае.

Выявленные закономерности свидетельствуют о проблемах возникающих вследствие расширения районов проведения геологоразведочных работ от районов развития унаследованных и сквозных зон нефтегазонакопления к районам с развитием безкорневых и наложенных зон нефтегазонакопления. Одним из важнейших элементов при планировании объемов и размещения ГРП в таких районах является оценка потенциала по базовым комплексам.

Ее предлагается осуществлять в соответствии с нижеизложенными подходами.

На первоначальном этапе из всего многообразия зон нефтегазонакопления выделяются эталонные ЗНГН в пределах соответствующих мегакомплексов. Эталонные зоны должны быть хорошо изученными, обладать в генетическом смысле характерными чертами развития и строения, близкими к расчетным (перспективным) зонам. Система требований к эталонам в целом может отвечать системе требований предъявляемой к эталонным участкам при количественной оценке ресурсов по методу геологических аналогий. Принципиальным

отличием является то, что дополнительным оцениваемым и сравниваемым параметром является сочетание и перераспределение ресурсов между комплексами.

Например, для северной части Тимано-Печорской провинции в ордовикско-нижнефранском мегакомплексе выделены восемь эталонных зон – Лаявожская, Восточно-Ярейюская, Инзырейская, Требса, Наульская, Седьягинская, Медынская и Сарембойская. Все зоны за исключением Лаявожской по фазовому составу отнесены к зонам нефтенакопления.

В верхнефранско-нижнепермском мегакомплексе выделены девять эталонных зон: Коровинская, Кумжинская, Лаявожская, Хыльчююская, Требса, Сихорейская, Сорокинская, Медынская и Междуреченская. Пять последних являются зонами нефтенакопления, три смешанных в пределах Печоро-Колвинского авлакогена и одна чисто газонакопления (Коровинская). Всего же выделяются 16 доказанных зон нефтегазонакопления.

В верхнепермско-мезозойском мегакомплексе выделяются 6 эталонных зон: Коровинская, Кумжинская, Лаявожская, Хыльчююская, Песчаноозерская и Сорокинская. В отличие от нижележащих комплексов лишь одна зона является чисто нефтяной (Сорокинская), две зоны смешанного состава и три чисто газовых.

Распределение зон нефтегазонакопления по перспективной территории показывает, что поисковые геологоразведочные работы, направленные на выявление зон нефтегазонакопления разных комплексов также распределены весьма неравномерно. Большим разнообразием выявленных и предполагаемых ЗНГН обладают как достаточно хорошо изученные районы (Лайско-Лодминский НГР), так и относительно малоизученные (Северо-Предуральская НГО). Например, открытие в 2006 г. новой Баяндынской зоны нефтегазонакопления (многослойной и неунаследованной) после долгих лет (в основном сугубо теоретических) разговоров о перспективах Денисовской впадины (Лайско-Лодминский НГР) оставляет надежды, что при использовании целевых подходов опоскования новых ЗНГН при проведении ГРР будут выявляться как многочисленные «пропущенные» залежи, так и недоизученные в результате целевых работ на «антиклинальные» объекты.

В акваториальной части продолжения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в связи с ее меньшей изученностью, выделены зоны нефтегазонакопления только в двух мегакомплексах. Всего выделяется более 30 зон нефтегазонакопления. Из них 5 можно отнести к выявленным и более 25 - к перспективным.

Соотношение выявленных и прогнозируемых зон НГН, несмотря на достаточно высокую изученность провинции в континентальной части позволяет надеяться при системной организации геологоразведочных работ на многочисленные новые открытия.

При этом, важным выводом является такой: существенная часть перспективной территории располагается вне пределов распространения хотя бы одной из зон нефтегазонакопления, что резко ограничивает как собственно перспективы этой территории, так и заставляет вернуться к работам либо регионального этапа изучения, либо ожидания выявления дополнительных факторов, заставляющих изменить представление о распространении зон нефтегазонакопления.

При совмещении в плане зон нефтегазонакопления по основным мегакомплексам Тимано-Печорской провинции видно, что они на большей части перспективной территории не совпадают в плане (за исключением тектонически активных зон линейных валов, приуроченных к сквозным тектоническим нарушениям, с многократно возобновляемыми этапами активизации) и это позволяет, по сути, провести дифференциацию территории по степени перспективности и соответственно определить направления геологоразведочных работ, в первую очередь, на не лицензированной территории ТПП.

Важнейшим выводом, основанным на изложенном подходе, разработанным автором, является возможность оценки ресурсного потенциала, как отдельной зоны нефтегазонакопления, так и по их совокупности участка перспективной территории.

Поскольку при выделении перспективных зон нефтегазонакопления резко возрастает дифференциация территории в целом, связанная как с собственно контролирующими зоны факторами, так и не повсеместным развитием частей мегакомплексов она может быть использована как при формировании программ лицензирования, так и определении стоимости участка, выставляемого на аукцион.

К геологическим методам оценки прогнозных ресурсов относится метод геологических аналогий по удельной плотности на единицу площади или единицу объема.

Сущность метода заключается в определении на эталоне средней удельной плотности ресурсов углеводородов, приходящейся на: а) единицу площади, б) единицу объема с последующим ее переносом на подсчетные участки с помощью коэффициента геологической аналогии. Он определяется частными коэффициентами аналогии, которые выбираются, исходя из особенностей геологического строения региона и набора информативных параметров в соответствии со следующими принципами [Зоны нефтегазонакопления..., 2002]:

- использование максимального количества имеющейся информации;
- соответствие набора моделей и методов этапу изучения, в котором находится исследуемый регион;
- доказательство действенности модели на материалах “обучения”;
- оптимизация модели по числу и характеру включаемых параметров;
- вероятностное представление результатов прогноза.

Используя указанные принципы, предпочтение отдается способам прогнозирования, которые позволяют использовать максимальный объем имеющейся геологической, геохимической, геофизической и ресурсно-статистической информации.

Действие любой выбранной модели должно быть доказано на материалах эталонной выборки. В геологических способах метода аналогий, также как и в объемно-генетическом методе, когда число действительно схожих эталонов ограничено, для доказательства действенности применяется «внутренний прогноз» с эталона на эталон. При возможности проведения оценки равнозначными методами и сравнении результатов также косвенно можно судить о действенности применения каждого из них.

Существенным недостатком при выделении объектов оценки (расчетных участков) служит отсутствие дифференцированной геолого-геофизической информации, обеспечивающей достоверность прогноза. Так совершенно невыполнимой задачей является сопоставление в пределах изученных и малоизученных частей (в пределах нефтегазоносного комплекса) большого количества показателей, принципиально влияющих на результаты оценки. К таковым могут быть отнесены, в первую очередь, например, прослеживание мощностей и литолого-фациального состава продуктивного комплекса, сопоставление пористости и проницаемости.

Использование относительно небольшого набора показателей возможно при сравнении выявленных зон нефтегазонакопления и прогнозируемых в слабоизученных районах. Большая часть показателей основана на структурно-тектонической позиции зон в пределах выделенных по геохимическим критериям типов ЗНГН. То есть, другими словами при сравнении зон, выделенных в пределах мегакомплекса можно также избежать необходимости использования значительного количества дополнительных показателей. Эта «золотая середина» может быть обеспечена довольно надежными данными, к числу которых относятся, в первую очередь, такие как масштабы ЗНГН и ПЗНГН (как по площади, так и объему), качество и распространение регионального флюидоупора, распространение и характеристика НГМТ, площадь локальных объектов в пределах ЗНГН и ПЗНГН.

Суммарные коэффициенты аналогии, полученные из соответствующих частных (колеблющиеся от 0,5 до 2,0 в соответствии с «Методическим руководством...» [Зоны нефтегазонакопления..., 2002] позволяют сравнивать удельные плотности ресурсов, полученные в пределах известных зон с прогнозируемыми.

В соответствии с данной стратегией автором предложен подход к оценке перспективных зон нефтегазонакопления, разработанный на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

После выбора эталонных ЗНГН в пределах нефтегазоносных мегакомплексов в соответствии со стратегией метода геологических аналогий для каждой расчетной зоны был выбран наиболее генетически схожий эталон в пределах мегакомплекса и определены частные и суммарный коэффициенты аналогии. При наличии нескольких эталонов в одной перспективной зоне (сочленение вала и прогиба и т.д.) их площадь разбита на участки, оцениваемые по соответствующему эталону.

При оценке потенциала однотипных зон основная задача сводится к сравнению минимального количества показателей. Разнотипные зоны могут также сравниваться, но скорее в этом случае можно говорить о качественном сравнении.

В табл. 2 приведены данные оценки ресурсов в зонах нефтегазонакопления для всех НГК ТПП, а в табл. 3 приведены оценки по наиболее значимым комплексам нефтегазонакопления и полученные методом геологических аналогий. По соотношению жидких и газообразных углеводородов определены части ресурсов соответственно приходящиеся на нефть и газ в ПЗНГН.

Таблица 2

Оценка ресурсов нефти и газа в пределах зон нефтегазонакопления

| НГК | Площадь, тыс. км ² | НСР | | | Прогнозные ресурсы С3+Д | |
|-----------------------------------|----------------------------------|--------|---------------|---------------------------|-------------------------|---------------------------|
| | | всего | в т.ч. | | | |
| | | | нефть, млн. т | газ, млрд. м ³ | нефть, млн. т | газ, млрд. м ³ |
| O ₂ -D ₁ | 73,8 | 1330,4 | 1226,7 | 103,7 | 617,9 | 103,2 |
| D ₂ -D _{3f} | 68,4 | 1501,3 | 1254,8 | 246,5 | 484,2 | 150,3 |
| D _{3dm} -C _{1t} | 96,3 | 1151,5 | 968,6 | 182,9 | 576,4 | 171,6 |
| C _{1V3} -P ₁ | 105,5 | 2593,1 | 991,0 | 1602,2 | 540,7 | 693,0 |
| P ₂ | 86,7 | 452,5 | 338,2 | 114,4 | 227,5 | 84,3 |
| T | 61,4 | 390,1 | 276,6 | 113,5 | 163,8 | 65,3 |

Таблица 3

Оценка начальных ресурсов УВ по зонам НГН и методом геологических аналогий

| Название НГК | Перспективная площадь, всего, тыс. км. кв. | НСР по оценке на 01.01.2004 г. | | | Перспективная площадь | | НСР зон НГН, ВНИГРИ, 2006 г. | | | Перспективная площадь вне ЗНГН | НСР вне ЗНГН | НСР в ЗНГН и вне ЗНГН | сравнение объемов неразведанной части НСР, в % | Плотность ресурсов УВ, тыс. т. у. т./км. кв | | | |
|---|---|-----------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---|--|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|---|--|----------------------------|---------------------------|-------------------------------------|
| | | Всего | Запасы А+В+С1+С2+ добыча | Ресурсы С3+Д | зон нефтегазоаккумуляции, км. кв. | доля площади ЗНГН от перспективной площади НГК | Всего | Запасы А+В+С1+С2+ добыча | Ресурсы С3+Д | | | | | по оценке на 01.01.2004г. | в ЗНГН | вне ЗНГН | всего по оценке на 01.01.2007 г. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| Сумма углеводородов | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| O ₂ -D ₁ , геологические извлекаемые | 279,9 | 3974,9 1410,1 | 1519,9 593,1 | 2454,9 817,0 | 73,8 | 26,4 | 3652,7 1330,4 | 1611,8 609,3 | 2041,0 721,1 | 206,1 | 570,4 201,5 | 2611,4 922,6 | 112,9 | 8,8 2,9 | 27,7 9,8 | 2,8 1,0 | 9,3 3,3 |
| D ₂ -D _{3f1} , геологические извлекаемые | 227,0 | 3940,8 1611,1 | 2199,9 930,0 | 1740,9 681,1 | 68,4 | 30,1 | 3606,0 1501,3 | 2075,1 866,8 | 1530,9 634,5 | 158,7 | 355,3 147,3 | 1886,1 781,8 | 114,8 | 7,7 3,0 | 22,4 9,3 | 2,2 0,9 | 8,3 3,4 |
| D _{3dm} -C _{1t} , геологические извлекаемые | 306,4 | 3557,1 1307,8 | 1127,3 409,8 | 2429,7 897,9 | 96,9 | 31,6 | 3135,5 1165,6 | 1182,5 411,6 | 1953,0 754,0 | 209,5 | 422,4 163,1 | 2375,4 917,1 | 102,1 | 7,9 2,9 | 20,2 7,8 | 2,0 0,8 | 7,8 3,0 |
| C _{1v2} -P ₁ , геологические извлекаемые | 297,1 | 5751,0 2674,5 | 3103,6 1469,6 | 2647,4 1204,9 | 105,2 | 35,4 | 5587,8 2593,1 | 2839,4 1363,3 | 2748,4 1229,8 | 191,8 | 501,0 224,2 | 3249,4 1454,0 | 120,7 | 8,9 4,1 | 26,1 11,7 | 2,6 1,2 | 10,9 4,9 |
| Итого, геологические извлекаемые | 310,3 | 17223,7 7003,4 | 7950,8 3402,5 | 9272,9 3600,8 | 199,4 | 64,3 | 15982,0 6590,4 | 7708,8 3251,0 | 8273,2 3339,4 | 110,8 | 1849,0 736,0 | 10122,2 4075,5 | 109,2 113,2 | 29,9 11,6 | 41,5 16,7 | 16,7 6,6 | 32,6 13,1 |

Продолжение табл. 3

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
|---|--------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------|-------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------|-------------------------------|--------------------------------|------------------------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Нефть | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| O ₂ -D ₁ , геологические извлекаемые | 267,7 | 3346,1 1031,3 | 1382,2 453,6 | 1963,8 577,7 | 73,8 73,8 | 27,6 | 3549,1 1226,7 | 1611,3 609 | 1937,8 617,9 | 193,9 | 509,5 162,5 | 2447,3 780,3 | | 7,3 2,2 | 26,3 8,4 | 2,6 0,8 | 9,1 2,9 |
| D ₂ -D ₃ f1, геологические извлекаемые | 222,0 | 3260,8 1178,2 | 1872,9 731,4 | 1387,9 446,7 | 68,4 68,4 | 30,8 | 3359,5 1254,8 | 1978,9 770,6 | 1380,5 484,2 | 153,6 | 310,2 108,8 | 1690,7 593,0 | | 6,3 2,0 | 20,2 7,1 | 2,0 0,7 | 7,6 2,7 |
| D ₃ dm-C ₁ t, геологические извлекаемые | 294,2 | 3093,0 1005,7 | 1049,4 372,7 | 2043,6 633,1 | 91,1 91,1 | 31,0 | 2952,6 982,7 | 1171,6 400,6 | 1781,1 582,1 | 203,0 | 396,8 129,7 | 2177,9 711,8 | | 6,9 2,2 | 19,5 6,4 | 2,0 0,6 | 7,4 2,4 |
| C ₁ v ₂ -P ₁ , геологические извлекаемые | 279,3 | 3786,2 949,9 | 1945,9 460,6 | 1840,3 489,3 | 92,4 92,4 | 33,1 | 3985,6 991,0 | 1930,3 454,2 | 2055,4 536,8 | 186,9 | 415,9 108,6 | 2471,3 645,4 | | 6,6 1,8 | 22,2 5,8 | 2,2 0,6 | 8,8 2,3 |
| Итого, геологические извлекаемые | 295,5 | 13486,1 4165,1 | 6250,4 2018,3 | 7235,7 2146,8 | 181,7 | 61,5 | 13846,8 4455,2 | 6692,1 2234,2 | 7154,7 2221,0 | 113,8 | 1632,4 509,5 | 8787,1 2730,5 | 121,4 127,2 | 24,5 7,3 | 39,4 12,2 | 14,3 4,5 | 29,7 9,2 |
| Свободный газ | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 123,4 | 246,1 | 0,48 | 245,6 | 34,2 | 27,7 | 103,7 | 0,477 | 103,2 | 89,2 | 39,1 | 142,2 | 57,9 | 2,0 | 3,0 | 0,4 | 1,2 |
| | 85,1 | 278,0 | 110,8 | 167,2 | 40,8 | 48,0 | 246,5 | 96,2 | 150,3 | 44,3 | 45,1 | 195,4 | 116,8 | 2,0 | 3,7 | 1,0 | 2,3 |
| | 146,3 | 215,7 | 12,7 | 203,0 | 50,1 | 34,2 | 182,9 | 11,0 | 171,9 | 96,2 | 38,5 | 210,4 | 103,6 | 1,4 | 3,4 | 0,4 | 1,4 |
| | 129,0 | 1563,0 | 903,9 | 659,1 | 62,7 | 48,6 | 1602,2 | 909,1 | 693,0 | 66,3 | 25,6 | 718,6 | 109,0 | 5,1 | 11,1 | 0,4 | 5,6 |
| | 168,3 | 2302,9 | 1027,9 | 1275,0 | 101,2 | 60,1 | 2135,2 | 1016,7 | 1118,5 | 67,17 | 33,4 | 1151,9 | 90,3 | 7,6 | 11,1 | 0,5 | 6,8 |

Результаты предварительной оценки потенциала зон нефтегазонакопления позволяют сделать следующие выводы:

- применение указанного подхода при выделении зон нефтегазонакопления приводит к существенному перераспределению плотности ресурсов по площади и разрезу;
- выявленные зоны нефтегазонакопления по концентрации ресурсов нефти существенно превосходят перспективные практически по всем комплексам, а по газу есть существенный резерв (рис. 5 и 6);
- большая часть зон нефтегазонакопления в Республике Коми (южная часть провинции) оценены бурением и находятся в распределенном фонде недр, существенная часть зон нефтегазонакопления в НАО (северная часть провинции) не оценена бурением, что позволяет надеяться на выявление новых залежей нефти и газа, содержащих значительные запасы.

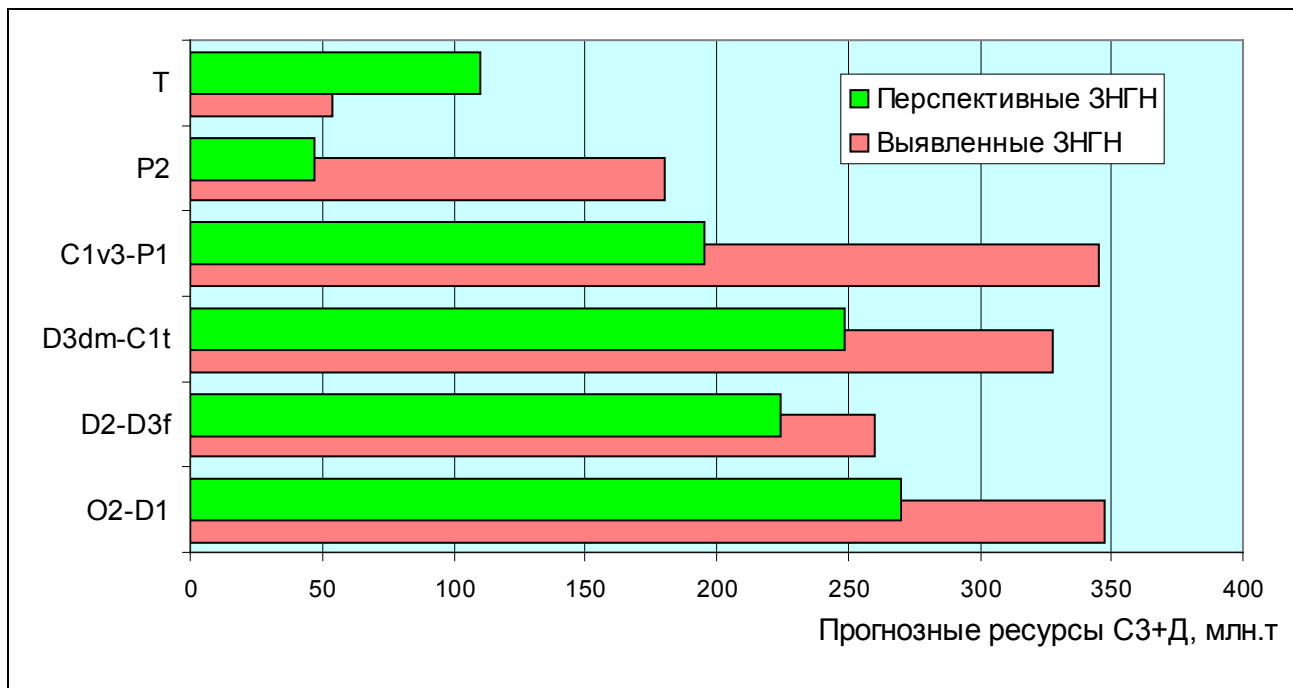


Рис. 5. Оценка ресурсов нефти по основным нефтегазоносным комплексам в пределах выявленных и перспективных ЗНГН

В заключении следует отметить, что выделение зон нефтегазонакопления в соответствии с изложенными принципами, способствует более рациональному размещению объемов геологоразведочных работ на углеводородное сырье. Первоочередное опоскование перспективных территорий и акваторий в зонах с более высокой концентрацией ресурсов приводит, в большинстве случаев, к более активному изучению в целом и последовательному переходу к изучению новых направлений работ. Особенно это

характерно при начальных стадиях изучения и выходе в новые (недоизученные) районы работ.

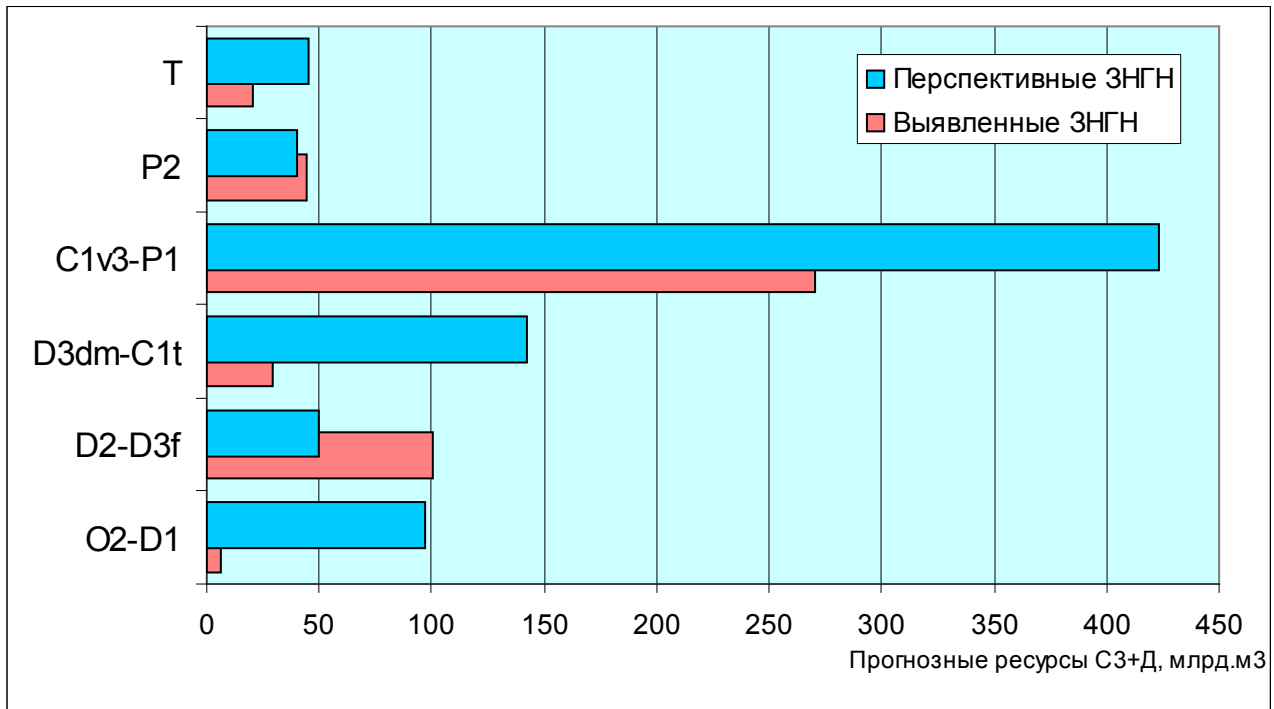


Рис. 6. Оценка ресурсов газа по основным нефтегазоносным комплексам в пределах выявленных и перспективных ЗНГН

В качестве негативного момента изложенного подхода можно отметить то, что существенная часть перспективной территории, расположенной вне зон нефтегазонакопления (около 40% для ТПП), отнесена к малоперспективным районам, и, соответственно, низкой инвестиционной привлекательностью.

Литература

Бакиров А.А. Геологические принципы районирования нефтегазоносных территорий // Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1976. С. 16-52.

Бакиров А.А. Зоны нефтегазонакопления – объект прогнозов и поисков. Закономерности формирования и размещения // Закономерности формирования скоплений нефти и газа в платформенных нефтегазоносных провинциях СССР. Л., 1985. С. 17-28.

Брод И.О. Залежи нефти и газа (формирование и классификация). М., Л.: Гостоптехиздат, 1951. 350 с.

Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий В.И. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1981. 480 с.

Еременко Н.А. Геология нефти и газа. М.: Недра, 1968. 389 с.

Золотов А.Н., Лебедев Б.А., Самсонов В.В. Зоны нефтегазонакопления – объекты локального прогноза // Сов. геология.-1987.-№ 2.-С. 5-16.

Зоны нефтегазонакопления – главные объекты поисков / В.В. Самсонов, Б.А. Лебедев, Б.Г. Пирятинский // Зоны нефтегазонакопления – главные объекты поисков. Л., 1986. С. 6-17.

Зоны нефтегазонакопления окраин континентов / Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинк, М.Д. Белонин и др. М.: ООО Геоинформцентр, 2002. 432 с.

Критерии нефтегеологического районирования и прогноза нефтегазоносности недр / М.Ф. Мирчинк, Н.А. Ефременко, В.А. Клубов и др. // Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1976. С. 68-80.

Кучерук Е.В., Алиева Е.Р. Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов и формирование крупных зон нефтегазонакопления // Условия формирования крупных зон нефтегазонакопления. М., 1985. С. 209-216.

Лазарев В.С. Тектонические критерии прогнозной оценки зон нефтегазонакопления // Тектонические факторы размещения зон нефтегазонакопления. Л., 1979. С. 122-148.

Прищепина О.М. Палеогеоморфологические условия формирования природных резервуаров на севере Печоро-Колвинского авлакогена в ренне-средневизейское время // Природные резервуары Европейского севера СССР и их нефтегазоносность. Л.: ВНИГРИ, 1987. С. 56-63.

Прищепина О.М. Условия формирования зон нефтегазонакопления Печоро-Колвинского авлакогена: Автореф. диссерт. на соиск. уч. степ. канд. г.-м. наук.-Л., 1991.-21 с.

Прищепина О.М. Моделирование условий формирования зон нефтегазонакопления Тимано-Печорской провинции / Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне и Баренцевом море: Сб. докл. СПб.: ВНИГРИ, 1994. С. 180-186.

Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа (на примере уточнения понятий «резервуар», «ловушка») // Геология и геофизика. 1980а. № 2. С. 3-10.

Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа. Уточнения понятия «залежь») // Геология и геофизика. 1980б. № 5. С. 5-11.

Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Проблемы совершенствования понятийной базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазонакопления» // Геология и геофизика. 1982. № 5. С. 5-11.

Успенская Н.Ю. Месторождения гиганты, их значение в оценке ресурсов нефти и газа и особенности формирования // Геология нефти и газа. 1972. № 8. С. 1-8.

Хаин В.Е. Вопросы классификации нефтяных залежей и месторождений // Известия АН Азерб. ССР. 1954. № 7. С. 3-29.

Рецензент: Макаревич Владимир Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор