

Пояснительная записка

к классификатору нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов газа

Вопрос освоения т.н. трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов газа приобретает все большую значимость на фоне истощения традиционных газовых ресурсов. Учитывая огромный ресурсный потенциал нетрадиционных источников газа в России, а также растущее влияние добычи «нетрадиционного» газа на баланс экспорта/импорта газа в мире, важно регулярно вести мониторинг сырьевой базы и динамики освоения месторождений нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа в России и в мире, что, в первую очередь, требует определения их геологической, технологической и экономической сущности.

В настоящее время в мире отсутствует единый понятийный аппарат, описывающий данную предметную область. Как правило, в публикациях на рассматриваемую тему либо оперируют терминами, не раскрывая их суть, либо ограничиваются некоторой частью определений, в связи с чем проблематично получить комплексное представление о сути нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа. Отчасти это связано с относительно небогатым на сегодняшний день опытом освоения этих ресурсов, и, очевидно, что по мере получения дополнительных знаний, терминологическая картина будет проясняться, однако, с другой стороны, эффективность освоения ресурсов уже сегодня зависит от существующей нормативно-методической и законодательной базы, развитие которой должно основываться на четко определенной терминологической основе.

Единая терминология и соответственно единообразное понимание рассматриваемых понятий позволят установить в будущем эффективное регулирование и управление в сфере разведки и разработки месторождений нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа и будет способствовать преодолению существующих юридических и технологических проблем их освоения.

Представленные материалы: классификатор и пояснительная записка к нему, разработаны авторским коллективом АО «Газпром промгаз» в составе: к.т.н. В.Т. Хрюкин, Е.В. Швачко, А.В. Гурова, Д.А. Сизиков.

Взаимосвязь понятий традиционных и нетрадиционных ресурсов газа

Появление понятий «трудноизвлекаемых» и «нетрадиционных» ресурсов газа рассмотрено в контексте общего развития теории нефтегазовой геологии [1, 2].

Почти вековая история нефтегазовой геологии на протяжении долгого времени базировалась на т.н. антиклинальной теории Уайта, затем – на теории «ловушек» МакКоллоу. Эти теории объяснили механизмы формирования залежей нефти и газа и являются основополагающими в традиционной нефтегазовой геологии. Согласно этой теории в толще

горных пород основной объем флюида (нефти, газа и воды) содержится в коллекторе, внутри которого они могут циркулировать и форма которого обусловлена соотношением коллектора с вмещающими его плохо проницаемыми породами.

По соотношению коллектора с ограничивающими его породами И.О. Брод [3] предлагает выделять три основных типа природных резервуаров:

- пластовые резервуары;
- массивные резервуары;
- резервуары неправильной формы, литологически ограниченные со всех сторон.

В пластовых и массивных резервуарах ловушками для нефти и газа являются сводовые изгибы пласта (пластов) или верхние части рифовых массивов, имеющие, как правило, сводообразную форму. Литологически замкнутый (линзовидный), природный резервуар сам является ловушкой для нефти и газа.

По происхождению различают следующие ловушки:

- структурные - образованные в результате изгиба слоев и/или разрыва их сплошности;
- стратиграфические - сформированные в результате эрозии пластов-коллекторов во время перерыва в накоплении осадков и перекрытия их затем непроницаемыми породами;
- литологические - образованные в результате литологического замещения;
- рифогенные - сформированные в результате отмирания организмов-рифостроителей, накопления их скелетных остатков в форме рифового тела и последующего их перекрытия непроницаемыми породами.

Около 80 % «традиционных» газовых залежей в мире связано с ловушками структурного класса, на долю ловушек иного происхождения (рифогенных, стратиграфических и литологических) приходится не более 20 %.

По литологическому составу выделяют два основных типа коллекторов - терригенные (песчано-алевритовые) и карбонатные.

Менее значимые коллекторы, связанные с вулканогенно-осадочными, глинистыми и редко - кристаллическими породами.

Как известно, большинство «традиционных» залежей нефти и газа в большинстве случаев связано с терригенными (осадочными) толщами. На них приходится доля 58 % мировых запасов нефти и 77 % газа. Физико-механические свойства различны, коллекторские свойства определяются структурой порового пространства, межгранулярной пористостью.

Карбонатные коллекторы занимают второе место по распространенности. На них приходится доля 42 % запасов нефти и 23 % газа. Карбонатные коллектора характеризуются плотной текстурой, их фильтрационно-емкостные свойства обусловлены, в основном, трещинами и кавернами.

Коллекторские свойства вулканогенных пород связаны часто с вторичным изменением пород, возникновением трещин.

Глинистые коллекторы представлены обычно кремнистыми, битуминозными глинами верхнего миоцена.

Проницаемость – важнейший показатель коллектора, характеризующий свойство породы пропускать через себя жидкость и газ. Проницаемость зависит от размера и конфигурации пор (величины зерен), от плотности укладки и взаимного расположения частиц, от трещиноватости пород и геодинамического состояния массива.

Коллекторские свойства нефтегазоносных пластов очень часто резко изменяются на небольших расстояниях в одном и том же пласте. Даже в пределах одного небольшого образца породы размер отдельных пор сильно колеблется. Характер строения и размер пор оказывают большое влияние на движение жидкостей и газа в пласте и на величину коэффициента извлечения газа из недр.

Существуют различные схемы классификации пород-коллекторов.

Широкое применение получила классификация песчано-алевролитовых коллекторов, предложенная А.А. Ханиным [4] (

таблица 1). Согласно этой классификации выделяется шесть классов коллекторов, различающихся по проницаемости и емкости.

Таблица 1 - Оценочная классификация песчано-алевролитовых коллекторов нефти и газа с межзерновой пористостью (по А. А. Ханину, 1965 г.)

Класс	Название породы по преобладанию гранулометрической фракции	Проницаемость по газу, мД	Характеристика коллектора по проницаемости и емкости
I	Песчаник среднезернистый, Алеврит мелкозернистый	1000	Очень высокая
II	Песчаник среднезернистый, Алеврит мелкозернистый	500-1000	Высокая
III	Песчаник среднезернистый, Алеврит мелкозернистый	100-500	Средняя
IV	Песчаник среднезернистый, Алеврит мелкозернистый	10-100	Пониженная
V	Песчаник среднезернистый, Алеврит мелкозернистый	1-10	Низкая
VI	Песчаник среднезернистый, Песчаник мелкозернистый, Алеврит крупнозернистый, Алеврит мелкозернистый	1	Не имеет промышленного значения

Таким образом, в классической нефтегазовой геологии нижней границей проницаемости, определяющей промышленную значимость залежей, считается значение 1 мД.

По мере истощения газовых залежей в коллекторах, характеризующихся хорошими геолого-промысловыми показателями, а также развития технологий добычи, все больше

внимания стало уделяться т.н. «трудноизвлекаемым» ресурсам газа, приуроченным к коллекторам которые отличаются невысокими значениями проницаемости.

В 1990-ые гг. в Российской Федерации в обиход был введено понятие трудноизвлекаемых запасов нефти, экономически эффективная разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат. В целях стимулирования их разработки Приказом Минприроды РФ от 13.02.1998 № 41 были утверждены временные критерии отнесения запасов нефти к категории трудноизвлекаемых, содержащие геологические и технологические признаки, и требующие выполнения технико-экономических обоснований. С тех пор термин претерпел значительную эволюцию и в настоящее время в основу определения трудноизвлекаемых запасов нефти положены фильтрационные характеристики горной породы-коллектора и извлекаемого флюида. Распоряжением Правительства РФ от 03.05 2012 № 700-р «О предложении Минэнерго России о классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, определенных на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти» была утверждена классификация проектов по разработке участков недр с трудноизвлекаемыми запасами нефти по следующим категориям:

- I категория - участки недр с низкой проницаемостью от 1,5 до 2 мД;
- II категория - участки недр с крайне низкой проницаемостью от 1 до 1,5 мД;
- III категория – участки недр с предельно низкой проницаемостью до 1 мД;
- IV категория – сверхвязкая нефть с вязкостью нефти в пластовых условиях более 10 000 мПа·с.

Подобной классификации нетрадиционных ресурсов газа в Российской Федерации до настоящего времени не представлено.

Вместе с тем, несмотря на сложности технологического и экономического характера, крупные российские компании постепенно начинают создавать отечественные и внедрять зарубежные технологии добычи трудноизвлекаемых запасов.

Если поиск подходов к освоению трудноизвлекаемых запасов в «условно традиционных» залежах с низкими коллекторскими свойствами стал в первую очередь технологическим вызовом нефтегазовым компаниям, то изучение залежей в нетрадиционных коллекторах потребовало серьезного пересмотра теории в части геологической природы новых ресурсов газа.

Так, предложенная в 1995 г. Шмокером концепция «непрерывных нефтегазовых систем» стала краеугольным камнем нового направления исследований в области освоения

ресурсов нефти и газа - освоение залежей с «трудноопределяемыми» границами, т.н. «нетрадиционных» ресурсов газа.

В работе О.Ю. Аверьяновой и О.М. Прищепы [5] вводится общее для всех видов нетрадиционных ресурсов углеводородов понятие «непрерывных нефтегазовых систем», включающих рассеянные углеводороды, содержащиеся в породах с низкой проницаемостью матрицы вне зависимости от открытости трещин, структурно и стратиграфически неконтролируемые.

Формы распространения этих непрерывных нефтегазовых систем показаны на рисунке рисунок 1.

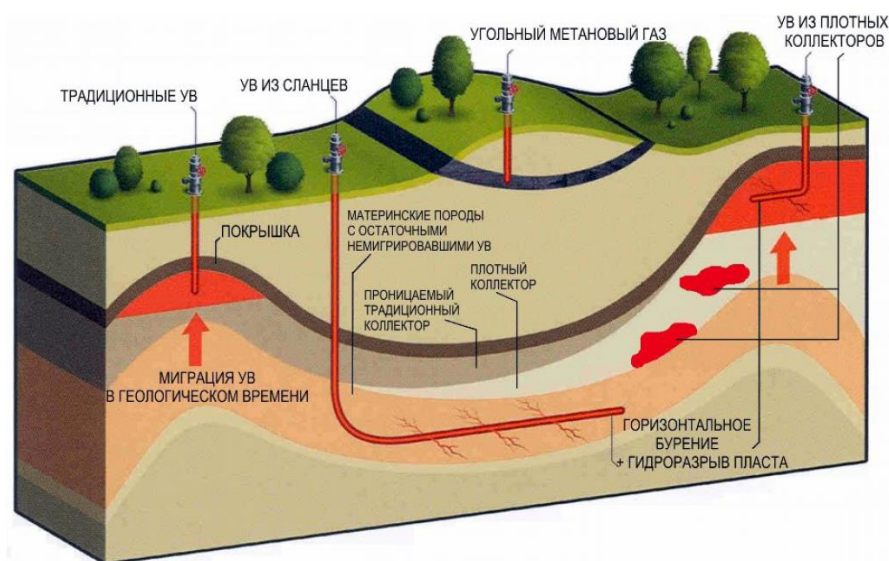


Рисунок 1 - Унифицированная схема распространения углеводородов в различных резервуарах (по О.М. Прищепе и др.)

В первом приближении внимания заслуживают следующие особенности нетрадиционных ресурсов углеводородов.

Газ низкопроницаемых коллекторов – это газовые скопления, генерированные в газоматеринской толще и перемещенные в низкопроницаемый терригенный или карбонатный коллектор, но также находящиеся в свободном состоянии.

Газ в сланцевых породах – это скопления в основном свободного газа, находящиеся непосредственно в газогенерирующей толще, в наиболее проницаемых разностях, зонах трещиноватости и разуплотнениях, а также газ, сорбированный органическим веществом коллектора.

К месторождениям сланцевого газа в отдельных случаях относят газ углистых пород. По существу **метан углистых пород** – это скопления газа в углистых низкометаморфизованных породах, которые, по нашему мнению, по своим емкостным

характеристикам занимают про-межуточное положение между угольными пластами и песчаниками.

При этом принципиальным отличием **метана угольных пластов** от названных выше двух видов нетрадиционных ресурсов углеводородов, равно как и от традиционных газовых месторождений, является то, что в угле, как нетрадиционном коллекторе газ содержится в основном (более 95 %) в связанном сорбированном состоянии в форме адсорбции метана на поверхности угольных частиц и их микропор.

Кроме того, для формирования залежей метана в угольных пластах структурный фактор (синклинальное, антиклинальное залегание пластов) и фильтрационные характеристики углевмещающих пород (коллектор-экран) не имеет существенного значения. В этом еще одно отличие нетрадиционных угольных коллекторов от традиционных коллекторов.

Газовые гидраты представляют собой кристаллические, макроскопически льдоподобные вещества, которые могут образовываться при сравнительно низких температурах, из воды и низкомолекулярных газов при их достаточно высоких концентрациях.

Термином **биогаз** обозначают газ, получаемый в результате анаэробной, то есть происходящей без доступа воздуха, ферментации органических веществ самого разного происхождения.

В виду того, что в отличие от других видов нетрадиционных источников углеводородов биогаз имеет принципиально другое происхождение, в классификатор он не включается.

В ряде нефтегазоносных провинций **в магматических породах** встречаются **коллекторы углеводородов**. Коллекторы, обнаруженные в магматических породах, представлены эффузивными породами (лавами, пемзами) и вулканогенно-осадочными (туфами, туфобрекчиями, туфопесчаниками).

Хотя в большинстве случаев углеводороды, обнаруживаемые в магматических породах, происходят из осадочных материнских пород, некоторые магматические породы сами являются материнскими породами. Обеспечивая приток тепла, магматические тела могут ускорить процесс созревания углеводородов. Углеводороды, образованные где-либо в ином месте, могут попасть в ловушку магматических пород несколькими путями.

Магматические породы имеют еще одно общее свойство с осадочными породами-коллекторами: у них может иметься первичная пористость, а иногда также развивается и вторичная пористость.

Под **водорастворенными газами** понимают газ подземных вод. К настоящему времени по многим нефтегазоносным бассейнам мира проведена оценка ресурсов водорастворенных газов и установлено, что таковые превышают запасы свободного газа

примерно в 115 раз. Основным параметром при подсчетах ресурсов водорастворенных газов приняты значения газонасыщенности вод, полученные при опробовании скважин, пробуренных для нефтегазопроисловых и разведочных целей, как правило, в сводовых частях антиклинальных структур. Известно и то, что упругость водорастворенных газов резко снижена за контуром газоносности; газовые залежи могут существовать даже в таких условиях, когда воды значительно недонасыщены газами. В то же время некоторый опыт мониторинга растворенных газов в подземных водах свидетельствует о том, что содержание метана в водорастворенном состоянии может изменяться в достаточно широких пределах, в частности под воздействием геофизических и геодинамических факторов.

Экономические оценки добычи водорастворенных газов, выполненные на сегодняшний день, доказали, что прямая добыча водорастворенных газов с больших глубин не рентабельна без сопутствующего извлечения ценных микроэлементов и использования подземных вод в качестве теплоносителя. Технологически проблема разработки водорастворенных газов должна решаться главным образом для районов с дефицитом традиционных ресурсов УВ.

Ресурсы **газа шельфа** по сути являются традиционными, однако некоторыми авторами относятся к нетрадиционным в первую очередь виду того, что районы их расположения характеризуются экстремальными природно-климатическими условиями.

Результаты сопоставления отечественной и зарубежной классификационной и нормативно-правовой базы изучения и освоения нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа

Изучение и освоение нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа в странах мира находятся в разных стадиях развития, при этом вполне логично, что теоретические и практические изыскания в каждой конкретной стране проводятся в области освоения тех видов ресурсов, которыми она обладает. Таким же образом различаются полнота и зрелость понятийной базы рассматриваемой области в разных зарубежных странах.

Анализ терминов и определений ресурсов газа, относимых к нетрадиционным и трудноизвлекаемым, показал, что в целом, в зарубежных странах понятия, определяющие сущность различных типов источников газа сходны и не имеют принципиальных отличий. Следует отметить, что система классификаций нетрадиционных ресурсов углеводородов развита в разных странах мира крайне неравномерно, в связи с чем будут рассмотрены системы классификаций, имеющие уже достаточную историю их применения.

Все нормативно-методические документы, регламентирующие вопросы классификации и подсчета запасов углеводородов, могут быть условно поделены на три следующие группы.

1) Документы, регламентирующие вопросы раскрытия информации о ценных бумагах и активах. К ним относятся документы, выпущенные Комиссией по США по ценным бумагам и

биржам, Канадскими администраторами ценных бумаг и английскими регуляторами в этой области. Эти организации регулируют правила раскрытия информации, чтобы помочь инвесторам оценить экономическую эффективность потенциальных вложений. Как правило, документы этого ряда представлены в виде сжатых строгих правил и в них отсутствуют подробные рекомендации по подсчету и классификации запасов (за исключением пакета канадских нормативных документов).

Классификация Комиссии США по ценным бумагам и биржам (US Security and Exchange Commission - SEC-2010) рассматривает только «традиционные» ресурсы углеводородов. При этом в данной классификации говорится, что метан угольных пластов и супертяжелые нефти (за исключением сланцевой нефти) могут быть отнесены к традиционным ресурсам нефти и газа, если будет доказана экономическая эффективность их добычи; газовые гидраты в данной классификации не рассматриваются вообще, вопрос классифицирования битумов неоднозначен.

В Великобритании при подсчете запасов руководствуются двумя документами: при первом подсчете запасов на месторождении – **рекомендациями Лондонской фондовой биржи (Guidelines of the London Stock Exchange)**, при последующих ежегодных подсчетах – **сводом рекомендаций (UK Statement of Recommended Practices - SORP-2001)**. В указанных документах нетрадиционные ресурсы газа не классифицируются.

Подсчет запасов, в т.ч. правила раскрытия информации о запасах для канадских компаний, содержатся в документе **National Instrument (NI) 51-101**, который в свою очередь ссылается на определения, содержащиеся в **Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook Volume 1**. NI 51-101 применим ко всем видам ресурсов нефти и газа.

2) Документы государственной и отраслевой отчетности. К ним можно отнести нормативно-методические документы Российской Федерации, Норвегии, Китая, Геологической службы США. Целью применения этой группы нормативно-методических документов является получение как можно более полной информации о ресурсной базе углеводородов для прогнозирования производственного потенциала и определения дальнейшей государственной политики в области лицензирования и налогообложения недропользования.

Классификация запасов нефти и газа Геологической службы США (United States Geological Survey - USGS-1980), признавая ресурсный потенциал «непрерывных нефтегазовых систем», не включает ресурсы газа плотных песчаников, метана угольных пластов и тяжелых нефтей в общемировую оценку запасов и ресурсов нефти и газа. Данная классификация рекомендует применять традиционные подходы к подсчету и оценке вышеназванных ресурсов газа, но после того, как технологии добычи и геологическая

изученность достигнут того уровня, когда их разработка станет экономически целесообразной.

Соответствующая китайская классификация **China Petroleum Reserves Office (PRO–2005)** применима ко всем видам нефтегазовых ресурсов.

В России в настоящее время фактически отсутствует классификация нетрадиционных ресурсов газа и нефти. В введенной с 2016 г. новой **Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов** для залежей, содержащих нетрадиционные запасы, подсчет, оценку и учет запасов и ресурсов нефти, газа и попутных полезных компонентов рекомендуется производить с использованием методик, изложенных в отдельных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке, а собственно классификации нетрадиционных ресурсов газа не представлено.

3) Технические стандарты (классификация ООН, классификация Общества инженеров и нефтяников SPE) разрабатываются как попытка введения единого международного подхода в вопросах терминологии и классификации запасов полезных ископаемых. Для многих зарубежных нефтегазовых компаний классификация и определения Общества инженеров и нефтяников являются стандартом «де-факто», под который они адаптируют применяемые у них системы классификации подсчета запасов нефти и газа.

Относительно нормативно-методических документов **Общества инженеров-нефтяников SPE (The 1997 SPE/WPC Reserves Definitions, The 2000 SPE/WPC/AAPG Classification, The 2001 Supplemental Guidelines, The 2004 Glossary, The 2018 Petroleum Resources Management System)** следует в первую очередь отметить тот факт, что их действие распространяется на все виды ресурсов углеводородов, как традиционные, так и нетрадиционные.

Для «традиционных ресурсов» газа в названной классификации дается следующее определение: традиционные ресурсы локализуются в виде отдельных скоплений углеводородов, приуроченных к определенной геологической структуре и/или стратиграфическим условиям, как правило, с выраженным контактом с водоносным горизонтом, и которые в значительной степени зависят от гидродинамических условий. «Традиционный» газ может быть извлечен с помощью скважин, и нуждается в минимальной подготовке перед подачей потребителю.

«Нетрадиционным» ресурсам (по-другому называемым «отложениями непрерывного типа») в соответствии с данной классификацией свойственна рассредоточенность на больших площадях, отсутствие существенного влияния гидродинамических условий и необходимость в специальных технологиях добычи. К нетрадиционным ресурсам согласно данной классификации относятся: метан угольных пластов, центрально-бассейновый газ, сланцевый

газ, газовые гидраты, природные битумы и сланцевая нефть. Кроме того, для данных типов ресурсов газа может понадобиться более существенная обработка перед подачей потребителю.

Классификация ООН (UNFC) формально применима ко всем видам нефтегазовых ресурсов, однако подразумевает, что детальные вопросы подсчета запасов нетрадиционных ресурсов должны быть рассмотрены в отдельных нормативно-методических документах.

Выходя за рамки анализа нормативно-методической документации, стоит отметить, что в отечественных и зарубежных публикациях по искомой теме предлагаются концептуально различные подходы к классификации ресурсов. Так, в отдельных работах в основе разделения ресурсов лежит геолого-технологическая составляющая, в других – экономико-технологическая.

Наиболее четко в отечественной литературе экономико-технологический подход к разделению между понятиями «традиционных» и «нетрадиционных» ресурсов приведен в работе А.М. Мастепанова. Ресурсы в соответствии с ним классифицируются по степени доступности их использования, учитывающей состояние изученности, наличие апробированных технологий разработки, транспорта и использования, конкурентоспособность по сравнению с традиционными видами топлива и энергии и делятся на три группы:

- первая группа – ресурсы первоочередные для освоения, для которых уже имеются промышленные технологии (тяжелая и высоковязкая нефть, природные битумы, нефть и газ, залегающие на глубинах более 4500 м и в низкопроницаемых породах, сланцевый газ и метан угольных пластов);
- вторая группа – ресурсы и объекты средней и долгосрочной перспективы, для которых уже разработаны либо разрабатываются опытно-промышленные технологии (сланцевая и матричная нефть, газогидраты);
- третья группа – потенциально возможные и гипотетические ресурсы, технологий использования которых пока не предложено (водорастворенные газы, газ газонасыщенных торфяников и др.).

Международный газовый союз (IGU) сформулировал следующие критерии отнесения газовых залежей к нетрадиционным:

- геологические: газ является нетрадиционным, если находится в залежи не в свободном (газообразном) состоянии, а в иной форме (сорбированной, гидратной, водорастворенной), а также если газ содержится в низкопроницаемых (обычно менее 1 мД) коллекторах.

– технологические: залежь можно рассматривать как нетрадиционную, если технология промышленной добычи газа не определена.

– экономические: стоимость добычи нетрадиционного газа (включая транспортные издержки) превышает цену на газ.

Еще один подход к систематизации трудноизвлекаемых ресурсов газа предложен Е.Д. Ковалевой и Ю.Б. Силантьевым. Они выделяют условные группы ресурсов, включая в первую группу, осваиваемых в настоящее время в мире ресурсов, три базовых типа нетрадиционных ресурсов: угольный метан, сланцевый газ и газ низкопроницаемых (плотных) коллекторов (рисунок 2).

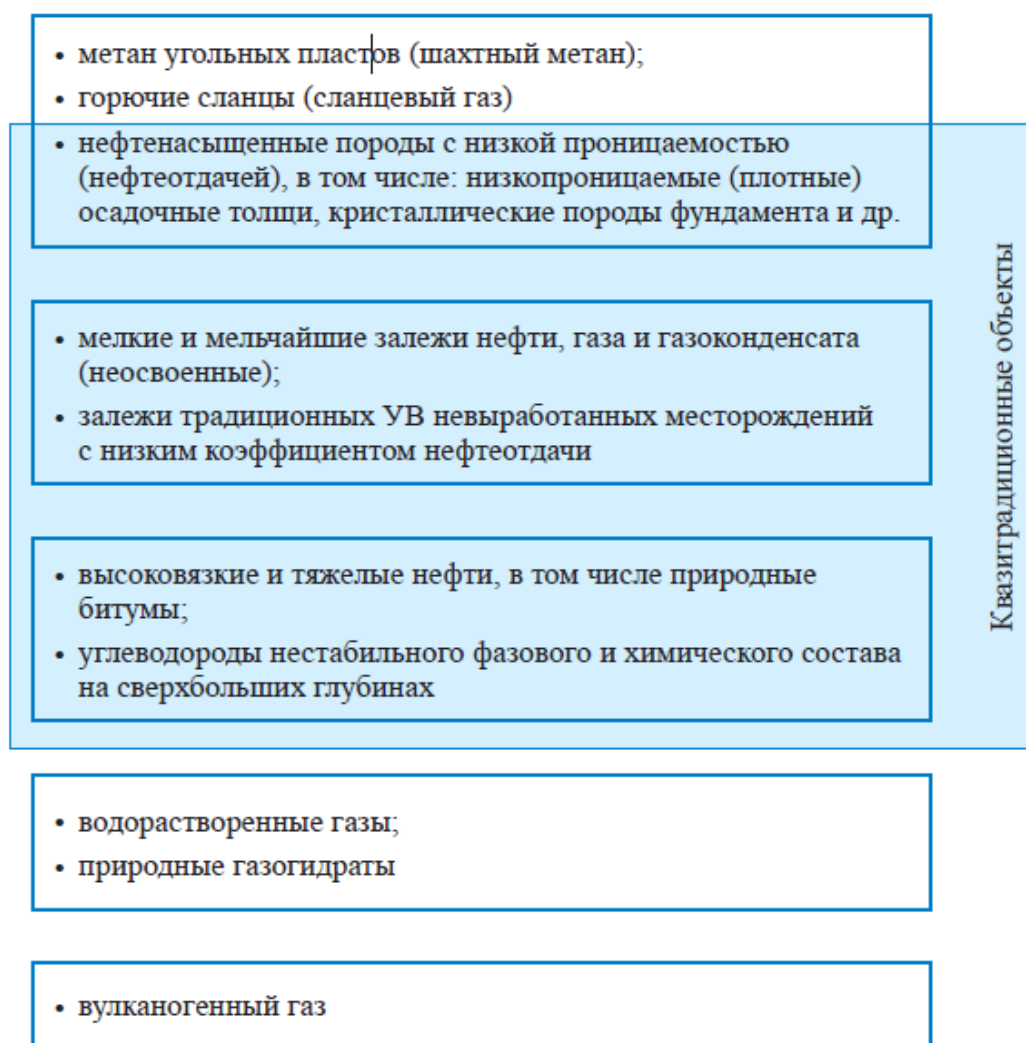


Рисунок 2 – Нетрадиционные ресурсы углеводородов по Ковалевой и Силантьеву

Довольно распространены в настоящее время графические схемы представления нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов. Как правило, они представляют собой т.н. ресурсные треугольники, качественно характеризующие различия в объемах ряда видов трудноизвлекаемых ресурсов. Примеры подобных графических схем приведены на рисунках 3-6.



Рисунок 3 – Ресурсный треугольник по данным Alberta Energy

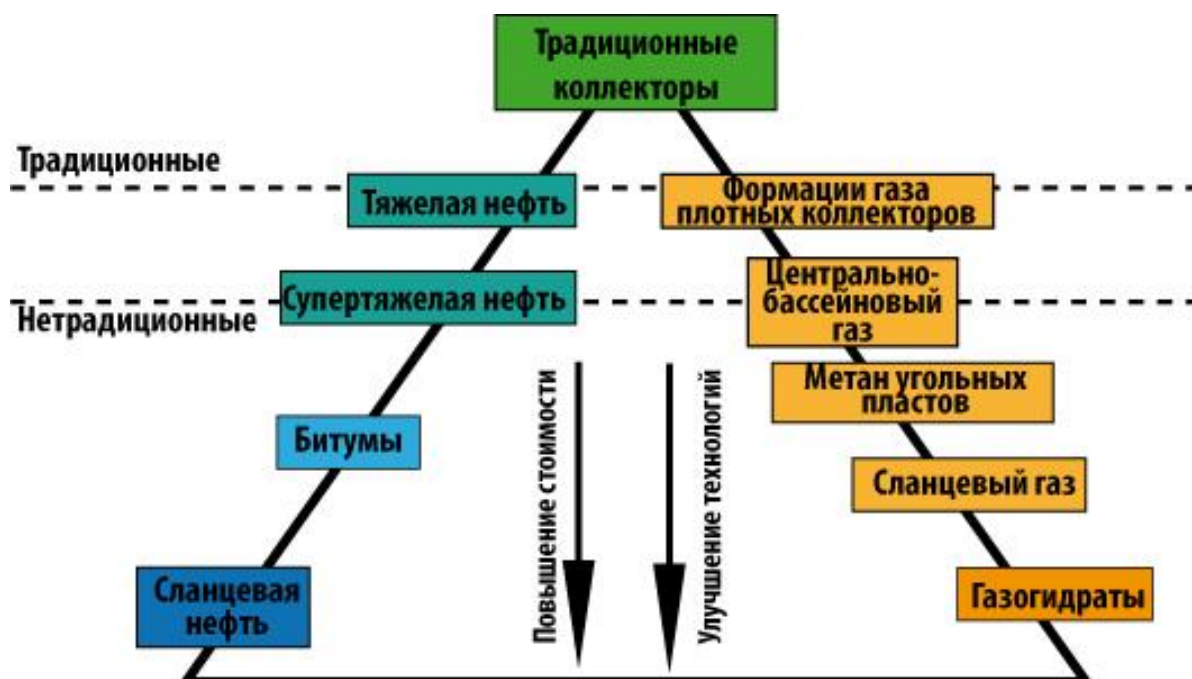


Рисунок 4 – Ресурсный треугольник по Kloosterman, Pichon



Рисунок 5 – Ресурсный треугольник по Masters



Рисунок 6 – Ресурсный треугольник по Letourneau (США и Канада)

Свой подход к классификации нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа предлагают специалисты ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Согласно их заключениям, в России довольно продолжительное время придерживались деления всех источников нетрадиционного газа на собственно нетрадиционные и псевдонетрадиционные. К собственно нетрадиционным источникам относились: газы угленосных толщ (свободный и сорбированный углем газ), природные газы в твердом

состоянии (газ в клатратной форме – газовые гидраты), газ сланцевых толщ (сорбированный и свободный), а также водорастворенные газы подземной гидросферы, т.е. отличительной особенностью собственно нетрадиционных источников газа является форма его нахождения – часть газа находится не в свободной форме, а в сорбированной, гидратной или растворенной.

К псевдонетрадиционным источникам относились: газы плотных низкопроницаемых формаций и глубокозалегающих горизонтов (более 4500 м).

При этом, по мнению специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», псевдонетрадиционные источники газа не являются по своей сути «нетрадиционными». Это обычные (с точки зрения структуры и формы нахождения газа) залежи природного газа, приуроченные к глубоко залегающим (более 4500 м) коллекторам или к породам с нетипичными коллекторскими свойствами. По своей сути они не относятся к нетрадиционным источникам газа. В связи с этим делается «вывод» из категории нетрадиционных источников подкатегории псевдонетрадиционных и включение ее в категорию традиционных источников с переименованием подкатегории в трудноизвлекаемые. На рисунке 7 приведена классификационная схема нетрадиционных и трудноизвлекаемых традиционных источников природного газа, предложенная ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Классификация нетрадиционных источников газа по фазовому состоянию и генезису предложена В.А. Скоробогатовым (рисунок 8).

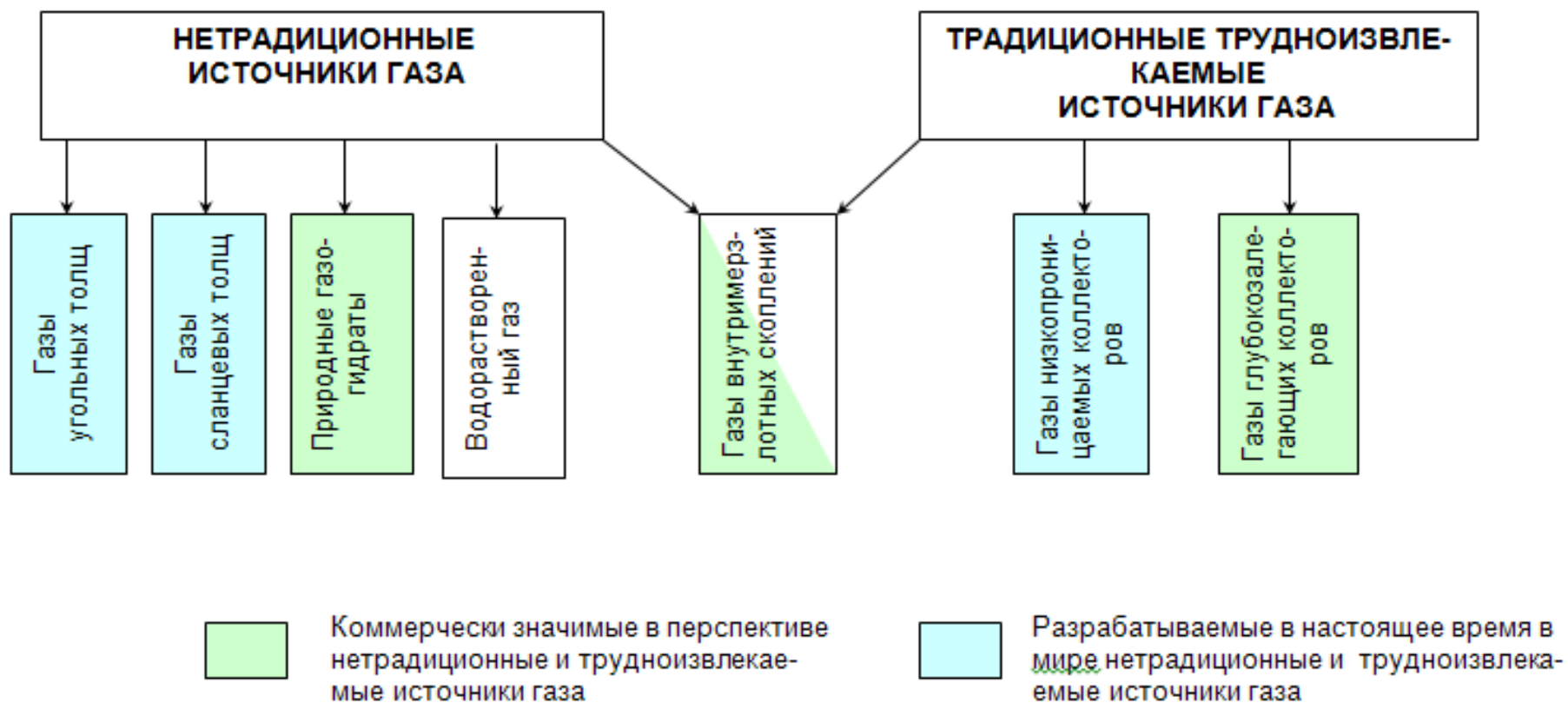


Рисунок 7 – Классификационная схема нетрадиционных и трудноизвлекаемых источников природного газа, предложенная ООО «Газпром ВНИИГАЗ»



Рисунок 8 – Виды нетрадиционных источников получения / ресурсов природного газа (по фазовому состоянию и генезису/онтогенезу) (по В.А. Скоробогатову)

Вариант классификации нетрадиционных ресурсов газа, в основу которого положен принцип происхождения газа (природный или искусственный), предложенный учеными Ухтинского государственного технического университета, представлен на рисунке 9.

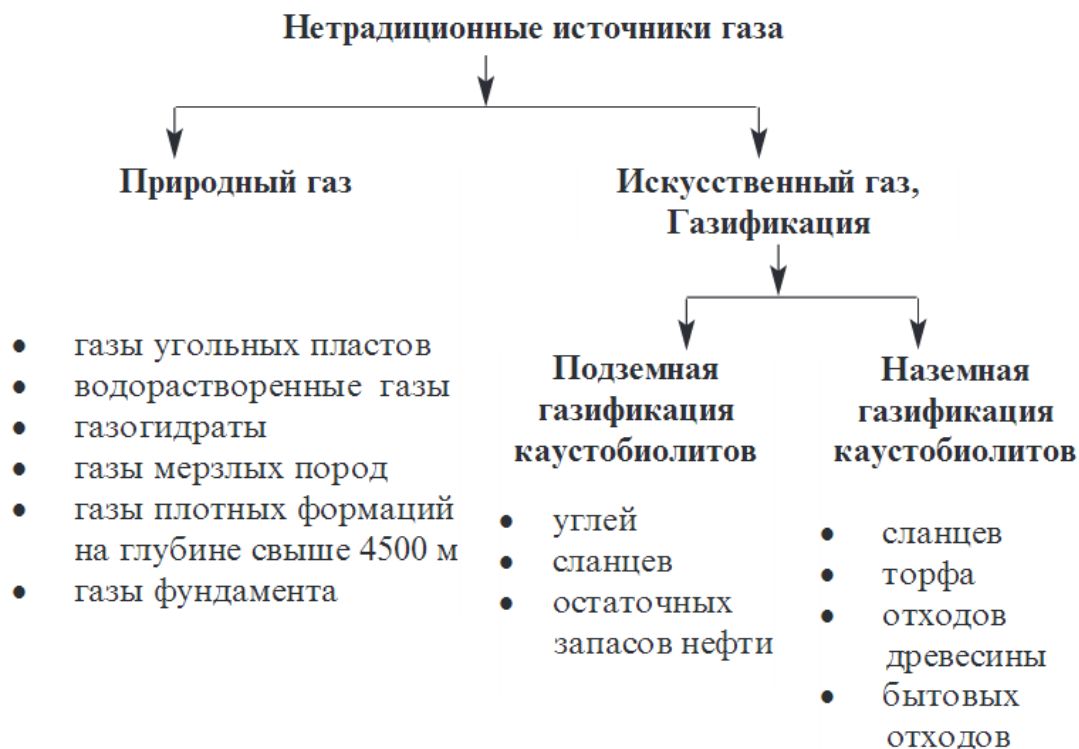


Рисунок 9 – Классификация нетрадиционных ресурсов газа Ухтинского государственного технического университета

Оригинальный подход к разделению традиционных и нетрадиционных ресурсов газа также предлагают специалисты ВНИГНИ (рисунок 10).

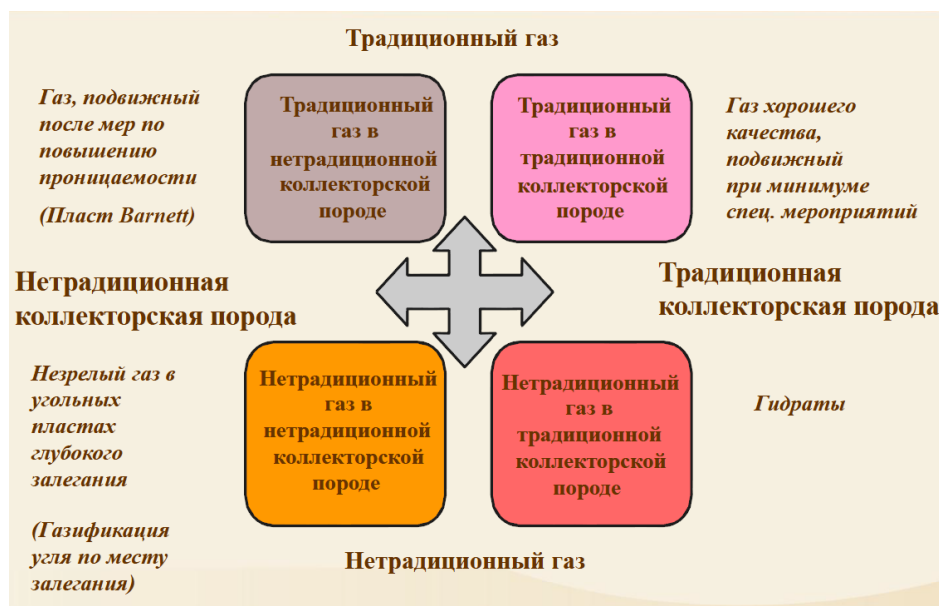


Рисунок 10 – Классификация нетрадиционных ресурсов газа Всероссийского научно-исследовательского Геологического Нефтяного Института

Результаты разработки классификатора нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов газа

При разработке классификатора первоначально было необходимо определить соотношение между двумя часто употребляемыми понятиями: нетрадиционные запасы и трудноизвлекаемые запасы.

Основным геологическим критерием отнесения тех или иных запасов к трудноизвлекаемым в подавляющем большинстве публикаций по данной теме называется проницаемость коллектора, содержащего запасы газа. Также в качестве граничного признака в ряде публикаций называется пористость коллектора.

Вопрос численного значения границы между традиционными и трудноизвлекаемыми запасами газа в основном рассматривается в зарубежной литературе, при этом в качестве граничного значения наиболее часто называются значения проницаемости в 0,1 мД и 1 мД.

Также в зарубежных источниках одной из характеристик, отличающей традиционные месторождения газа от нетрадиционных, является структура пористости. Согласно классификации, представленной в работе Агилеры и др., по размеру поры подразделяются на мегапоры (>10 мкм), макропоры (2,5-10 мкм), мезопоры (0,5-2,5 мкм), микропоры (0,1-0,5 мкм) и нанопоры (0,01-0,1 мкм).

В качестве других классификационных признаков, наряду с проницаемостью и пористостью, выделяются:

- тип коллектора (плотные песчаники, угольные пласты, сланцеватые породы и т.п.);
- происхождение газа (биогенный, термогенный, смешанного типа);
- соотношение в системе «материнская порода - коллектор» (коллектор - он же генерирующая порода; газ, мигрировавший из материнской породы в коллектор);
- форма нахождения вещества в коллекторе (в форме свободного газа, сорбированный, водорастворенный или в гидратной форме).

Кроме того, форма нахождения вещества в коллекторе в ряде публикаций называется классификационным признаком, на основе которого выделяются нетрадиционные запасы газа, при этом нахождение вещества в форме, отличной от формы свободного газа является главным признаком нетрадиционных запасов газа. В работах зарубежных специалистов к нетрадиционным запасам газа зачастую относят газ плотных коллекторов, сланцевый газ, метан угольных пластов и газовые гидраты, т.е. понятие *unconventional* (нетрадиционные) за рубежом является достаточно емким.

Учитывая общие для определяемых понятий свойства запасов: низкая проницаемость коллекторов и следующая из этого необходимость применения специальных технологий добычи для достижения рентабельности, а также принимая во внимание рассмотренные

прочие геологические особенности различных видов запасов газа, можно сделать вывод, что понятие «трудноизвлекаемые запасы» включает в себя понятие «нетрадиционных ресурсов», т.к. для нетрадиционных ресурсов наряду с вышеназванными особенностями дополнительно присущи такие свойства как особые формы нахождения в коллекторе.

Резюмируя вышесказанное, можно сделать вывод, что в основу классификации могут быть положены такие критерии, как: геологический, технологический и экономический. В отличие от двух последних, геологический критерий наименее подвержен изменениям времени и научно-технического прогресса. В свою очередь критерий экономической целесообразности является нестабильным и сложно фиксируемым в системе «граница экономической эффективности – время». В связи с вышесказанным в целях разработки более универсального и «долговременного» классификатора был применен геолого-технологический подход.

Подразумевается, что добыча трудноизвлекаемых запасов газа связана с необходимостью применения дополнительных технологий интенсификации газоотдачи и/или внедрения принципиально новых, отличных от традиционных технологий добычи газа, что в свою очередь связано с особыми свойствами коллекторов. Для разделения **традиционных и трудноизвлекаемых запасов газа** использован критерий проницаемости коллектора (для коллекторов содержащих преимущественно свободный газ). Граничным значением, отделяющим трудноизвлекаемые запасы от традиционных, принята величина в среднем 1 мД (в соответствии с подходом А. А. Ханина, табл. 1). Также к трудноизвлекаемым отнесены виды запасов газа, находящиеся в преимущественно отличной от свободной форме.

На следующем классификационном уровне трудноизвлекаемые запасы газа в зависимости от формы нахождения углеводородов подразделяются на **запасы газа в низкопроницаемых коллекторах**, в которых газ содержится преимущественно (от 80 % и более) в свободной форме и на **нетрадиционные запасы газа**, в которых преобладают сорбированная, криогидратная и водорастворенная форма нахождения углеводородов.

На следующем классификационном уровне запасы газа низкопроницаемых коллекторов могут быть разделены по типу коллектора, так выделяются **запасы газа в сланцевых породах, запасы газа в низкопроницаемых терригенных породах и запасы газа в низкопроницаемых карбонатных породах**. Нетрадиционные запасы газа сильно различаются по своей природе. В связи с этим нетрадиционные запасы газа разделяются по фазовому состоянию вещества (и по возможности типу коллектора) на: **газовые гидраты, водорастворенный газ и сорбированный газ (метан угольных пластов, метан углистых пород)**.

Определения трудноизвлекаемых запасов

Объектами разработанной классификации являются природные скопления углеводородных газов в недрах земли, находящиеся в различных термобарических условиях и фазовых состояниях, промышленная добыча которых возможна только с применением специальных технологий.

Трудноизвлекаемые запасы газа – это неподвижная или слабо подвижная в термобарических условиях недр часть газа, для добычи которого нужны специальные технологии, обеспечивающие рентабельное извлечение сырья из недр, его подготовку и транспорт.

Нетрадиционные запасы газа – разновидность трудноизвлекаемых запасов газа, находящихся в термобарических условиях недр в сорбированном, гидратном или водорастворенном состоянии.

Запасы газа в низкопроницаемых коллекторах – разновидность трудноизвлекаемых запасов газа, находящихся в термобарических условиях недр преимущественно в свободной форме (80 % и более свободного газа).

Газовые гидраты – клатратные соединения молекул воды и газа-гидратообразователя, образующиеся в земной коре при определенных для каждого газа-гидратообразователя термобарических и геохимических условиях разреза при наличии достаточного количества газа и воды.

Водорастворенный газ – природный газ, растворенный в подземных водах.

Метан угольных пластов – природный газ, аккумулированный в угольных пластах в сорбированном состоянии.

Метан углистых пород – природный газ, аккумулированный в свободной и сорбированной формах в углистых породах, соотношение свободного и сорбированного газа в которых предопределяется концентрацией органического вещества, количество сорбированного газа составляет 60-80 %.

Газ в сланцевых породах – природный газ, аккумулированный в свободной и сорбированной формах в породах, обладающих сланцеватостью и обогащенных органическим веществом.

Газ в низкопроницаемых терригенных породах – это скопления свободного газа, аккумулированные в низкопроницаемом коллекторе (преимущественно порового или порово-трещинного типа с проницаемостью матрицы ниже $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²).

Газ в низкопроницаемых карбонатных породах – газ, содержащийся в карбонатных породах преимущественно в трещинном пространстве.

Остаточный газ – горючий газ, содержащийся в коллекторах с высокой текущей водонасыщенностью (более 65%), залегающих глубже текущего газоводяного контакта.

Классификация определенных выше видов трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов газа выполнена с использованием иерархического метода. Графическая схема иерархии трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов газа приведена на рисунке 111.



Рисунок 11 – Графическая схема классификатора трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов газа

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Каналин В.Г. и др. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология. – М.: Недра, 1997.
- 2 Еременко Н.А. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1968.
- 3 Брод И.О., Васильев В.Г., Высоцкий И.В. и др. Нефтегазоносные бассейны земного шара. – М.: Недра, 1965.
- 4 Ханин А.А. Основы учения о породах-коллекторах нефти и газа. – М.: Недра, 1965. – 360 с.
- 5 Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. К обсуждению понятийной базы нетрадиционных источников нефти и газа – сланцевых толщ. [Электронный ресурс] / Нефтегазовая геология. Теория и практика. – URL: <http://www.ngtp.ru>