

сов. Высокие значения K_f должны свидетельствовать о гипергенно-биохимическом происхождении УВ, а низкие – о миграционном. Метан в это соотношение не включен по той причине, что его аномально высокие концентрации при подчиненном содержании ТУ могут быть обусловлены не только миграцией из глубоких горизонтов, но и болотными процессами. Вместе с тем, как следует из приведенных материалов, роль биосинтеза в накоплении метана в приповерхностной зоне, вероятно, не столь высока, как это принято считать.

Коэффициент гипергенности и его пороговые значения (более 2–5 – для углеводородов биохимического происхождения и менее 0.5–0.1 – миграционного) изначально были получены на основе анализа традиционного фактического материала многолетних геохимических поисков нефти и газа на территории Восточной Сибири. Экспериментальные данные подтверждают правильность исходных посылок. Из приведенных выше примеров (см. табл. 3, 4) видно, что для углеводородных смесей, продуцируемых высшими растениями, величина K_f многократно превышает единицу, причем не только для воздуха, но и для газов, перешедших в раствор. В целом же, различные генотипы природных вод по данному коэффициенту дифференцируются весьма контрастно.

Таким образом, полученные результаты позволяют уточнить некоторые теоретические аспекты геохимии углеводородов и дают основание более объективной интерпретации результатов нефтегазопроисловых геохимических съемок.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зуев В.А. О биологическом синтезе тяжелых углеводородов и геохимических поисках нефти и газа / Томск. политехн. ин-т. — Томск, 1989. — 18 с. — Деп. ВИНТИ 1.02.89, № 1071–В89.
2. Зуев В.А. Факторы формирования углеводородных аномалий // XIII совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. — Иркутск-Томск, 1991. — С. 131.
3. Зуев В.А., Назаров А.Д., Рогов Г.М. Методические основы гидрогеохимической нефтегазопроисловых съемки в Тунгусском бассейне // Гидрогеохимические поиски месторождений полезных ископаемых. — Новосибирск: Наука, 1990. — С. 126–142.
4. Санадзе Г.А. Выделение растениями летучих органических веществ. — Тбилиси: Изд-во АН ГССР, 1961. — 94 с.
5. Соколов В.А. Геохимия природных газов. — М.: Недра, 1971. — 334 с.

TO THE QUESTION ON DIRECT GEOCHEMICAL SEARCH FOR OIL AND GAS

V.A. ZUYEV

Based on the comparative analysis of feeding conditions, physicochemical features and gas composition of a great number of natural waters samples, there is made a conclusion that heavy hydrocarbon gases fixed in the surface zone mainly have a modern biochemical origin. The conclusion is verified by the results of special experiments proving the ability of surface vegetation to active synthesis of methane homologues. Of all the spectrum of heavy hydrocarbon gases the most light one – the ethane – appears to be the most informative index of the presence of oil-and-gas. The obtained results give grounds to new evaluation of the prospecting importance of not only the heavy hydrocarbons but the methane as well, which epigenetic origin, owing to the well-known 'swamp' factor, is usually doubted.

УДК 553.98:551.49 (571.1)

НЕФТЕГАЗОВЫЕ ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

А.Д. НАЗАРОВ

Достоверный прогноз нефтегазоносности невозможен без знаний палеогидрогеологических условий конкретного осадочного бассейна. Отражая сложные фациально-гидрогеохимические, литолого-гидрогеологические, тектоно-гидрогеологические, гидродинамические, гидрогеотермические и гидрогеохимические условия осадконакопления и последующего литогенного преобразования осадочно-породной системы, в том числе процессов нефтегазогенерации и нефтегазоаккумуляции, палеогидрогеологические показатели не уступают по своей региональной и зональной нефтегазопроисловых значимости многим традиционным геологическим и геохимическим критериям.

Нефтегазовые, палеогидрогеохимические, палеогидродинамические, палеогидрогеотермические, показатели.

Палеогидрогеологические критерии образуют особую группу нефтегазопроисловых гидрогеологических показателей, отражающих историю литогенного преобразования гидрогеологических условий осадочных отложений и их связь с нефтегазоносностью.

Базируясь на том же геологическом материале, что и другие исторические методы, палеогидрогеологические реконструкции позволяют извлечь весьма ценную генетическую информацию о составе захоронявшихся вод (и других флюидов) и его изменчивости в процессе литогенеза, цикличности водообмена и флюидогенерационных процессах, степени закрытости потенциально нефтегазоносных комплексов и условиях сохранения в них залежей нефти и газа, соотношении областей питания и разгрузки, масштабах первичной и вторичной миграции флюидов, приоритетной

направленности флюидных палеопотоков и т.п. В конечном итоге, палеогидрогеологические исследования позволяют наметить основные нефтегазогенерационные и нефтегазоносные комплексы и зоны, оценить масштабы генерации, миграции, мобилизации и аккумуляции углеводородов и выделить потенциальные места образования свободных скоплений нефти и газа, т.е. произвести региональную, зональную, а местами и локальную оценку перспектив нефтегазоносности [13]. Из перечисленной информативной значимости намечаются и соответствующие типизационные схемы нефтегазовых палеогидрогеологических показателей (табл. 1).

Важнейшим элементом любых палеогидрогеологических исследований является более или менее достоверное восстановление гидрогеологических условий осадконакопления, закладывающих материальную базу литогенного преобразования осадочно-породной системы и индикационно-информационную основу для всех последующих палеогидрогеологических построений. Теснейшая генетическая связь основных выявленных запасов углеводородов с морскими отложениями возводит показатели таласогенности (мористости) в разряд важнейших прогностических критериев нефтегазоносности, прежде всего как индикаторов сингенетичности вод, пород и углеводородов и благоприятности условий сохранения залежей нефти и газа, а также характера и масштабов эксфильтрационного перераспределения флюидных палеопотоков. К таким критериям относятся морские гидрогеохимические фации (фациальные схемы) и сопоставимые с захоронившимися морскими водами концентрации хлора, натрия, брома, дейтерия и кислорода – 18 (для терригенных формаций) [8–9].

Судя по заметной обогащенности вод меловых и юрских отложений Томской области указанными компонентами независимо от их фациального облика элизионно-таласогенная эксфильтрация в указанных комплексах проявилась в полную меру, что существенно повышает стратиграфический диапазон нефтегазовой продуктивности [4].

К данной группе тяготеет и йод. Одновременно он наряду с углеводородными газами, водорастворенными органическими веществами, аммонием, азотом, водородом, гидрокарбонат-ионом, углекислым газом и изотопами углерода и азота отражает степень обогащенности вод органогенными компонентами, т.е. характер проявления нефтегазогенерационных процессов [6]. Указанные органогенные показатели служат основой для выделения нефтегазоносных этажей, ярусов, комплексов и зон.

При этом гомологи метана, водород, аквабитумоиды, органические кислоты, фенол, бензол и толуол в большей степени отражают нефтегенерационные зоны, в то время как метан, азот, углекислый газ и аммоний являются индикаторами газогенерационных процессов. Водород и углекислый газ к тому же могут служить индикаторами свежести нефтегазогенерационных процессов [5].

В пределах Томской области по органогенным показателям уверенно выделяются палеозойский и мезозойско-кайнозойский нефтегазоносные этажи; меловой, юрский и намечаемые рифей-кембрийский, девон-карбонный и пермо-триасовый (нижнеюрский) нефтегазоносные ярусы; апт-сеноманская газогенерационная и валанжин-юрско-девонская нефтегазогенерационная зоны; базальный, ниже-, средне- и верхнеюрский, берриаский, ниже- и верхневаланжинский, а также готеривский, барремский, аптский региональные нефтегазовые комплексы. Причем нефтегазогенерационные проявления юрских и палеозойских комплексов заметны и в восточных районах области [4–6].

Нефтегазовая продуктивность отложений в значительной степени может быть обусловлена цикличностью тектогенеза и, как следствие, цикличностью осадконакопления, водообмена, флюидогенерации и поступления нефти и газа в ловушки. Нефтегазопищевое значение имеет уже сам факт существования таких гидрогеологических циклов и этапов, а также их соотношение и длительность, что легко устанавливается при периодизации гидрогеологической истории и построении историко-периодизационных графиков и профилей.

По мнению большинства исследователей с трансгрессивным этапом осадконакопления связано усиление геостатического давления и элизионного водообмена, а при благоприятных термобарических условиях также процессов генерации и эмиграции углеводородов, в то время как на инфильтрационном этапе преобладают процессы окисления и механического разрушения залежей нефти и газа. Однако хотелось бы обратить внимание на заметное усиление на инфильтрационном этапе региональной и зональной дифференциации значений пластовых давлений (барических градиентов). Общее региональное и опережающее на поднятиях зонально-локальное снижение пластовых давлений продуктивных отложений должно усилить эмиграцию флюидов из нефтематеринских отложений и значительно повысить интенсивность обогащения пластовых вод углеводородными соединениями, вплоть до их свободного выделения и заметного проявления газовой миграции последних.

Неравномерное воздымание приподнятых (сводовых) и пониженных (впадинных) зон усиливает на указанном региональном фоне дифференциацию давлений в их пределах, стимулируя восходящий флюидный поток от зон пьезомаксимумов (впадин) к зонам пьезоминимумов (сводам, а также разломам) и его мобилизационно-аккумуляционные возможности.

Наложение на указанный восходящий элизионный поток регионального нисходящего инфильтрогенного потока может либо усилить (при совпадении направлений), либо значительно снизить (при несовпадении направлений) углеводородомиграционные возможности элизионных вод. С другой стороны, длительный направленный и в определенной степени упорядоченный флюидный поток может привести к усилению нефтегазовой продуктивности встречаемых инфильтрогенному потоку сводовых склонов.

Активизация структур в инфильтрогенной период приводит также к гидродинамической активизации дизъюнктивных нарушений, усилению флюидных потоков в узкой латеральной трещиноватой зоне и их вертикального перераспределения, а вместе с ними привноса и накопления углеводородов в сложных многопластовых ловушках переточного

типа (особенно при длительном их функционировании). Не исключается и вариант дизъюнктивного экранирования нефтегазовой залежи или латерального гидродинамического палеопотока. В местах пересечения флюидопроницаемых тектонических разломов обычно формируются нестандартные кольцевые и столбчатые гидродинамические структуры с направленной концентрацией флюидных палеопотоков в центре восходящего водного и потенциально нефтегазового столбчатого потока с формированием под его влиянием и в его пределах весьма сложных по конфигурации и трудно поддающихся традиционному проектно-эксплуатационному гидродинамическому моделированию одно- или многокорневых многоуровневых нефтяных и газовых месторождений, отражающихся в соответствующих геофизических, гидрогеохимических, гидродинамических, геотермических и других энергетических полях. В пределах таких гидродинамических столбов могут сформироваться весьма крупные залежи углеводородов даже в заведомо (по традиционной органогенерационной оценке) непродуктивных толщах типа готерив-сеноманских на Обь-Иртышском и юрско-палеозойских на Обь-Енисейском междуречье Томской области. В свете данного утверждения (гипотезы), господствующей парадигмы о приоритетной роли в формировании крупных месторождений нефти и газа процессов вертикального перераспределения флюидов и наметившегося регионального нефтегазопроискового методологического кризиса наибольший интерес для углеводородного опосредования в пределах Томской области да и всей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции представляют зоны пересечения крупных (региональных) тектонических (особенно структурных грабен-рифтовых) триас-нижнеюрских (северо-восточного направления) и герцинских (?) (северо-западного направления) активизированных в неоген-четвертичное время разломов.

Для юрских отложений Томской области такой декомпрессионный процесс нефтегазонакопления мог проявиться как в апт-сеноманской, так и олигоцен-четвертичный инфильтрационные этапы. Для меловых толщ, скорее всего, проявился лишь олигоцен-четвертичный этап (цикл) нефтегазонакопления.

Считается, что впадины являются нефтегазогенерационными, а поднятия – нефтегазоаккумуляционными зонами. Но скорее всего следует говорить о некотором длительном опережении флюидогенерационных процессов в пониженных участках и тем самым направленностью флюидного потока от впадины к поднятиям, на который со временем накладывается собственный флюидогенерационный поток склонов и поднятий. Причем со временем разница между указанными потоками существенно нивелируется, равно как и степень преобразованности рассеянного органического вещества. Длительность сохранения устойчивых гидродинамических потоков определяет и повышенную продуктивность устойчивых структур. Указанная палеогидродинамическая закономерность и была положена в основу базового структурно-тектонического (антиклинального) метода поисков нефти и газа, найдя инструментальное геофизическое решение с помощью методов отслеживания в разрезе выдержанных реперных горизонтов (типа баженовского и др.).

При этом следует иметь в виду, что основная масса свободных элизионных вод отжимается еще до нефтегазогенерационной стадии (зоны) и потому в крупных нефтематеринских отложениях и прилегающих к ним коллекторах аномальный флюидный поток формируется за счет генерации воды, газа и нефти в нефтематеринских отложениях и потому ПИ-ЭВ (показатель интенсивности элизионного водообмена), скорее всего, является показателем седиментационности (или сингенетичности) вод вмещающим породам и условий сохранения залежей нефти и газа. Методика оценки ПИДВ (показателя интенсивности дегидратационного водообмена) пока еще не разработана. Открытой пока остаётся проблема "исчезновения" такого огромного объёма элизионных и дегидратационных вод. Масштабы площадного и вертикального, а также минералогического (при хлоритизации и др. [11]) перераспределения свободных и связанных вод пока не поддаются количественной (особенно балансовой) оценки и потому чаще всего умозрительны и весьма приближены.

Важнейшим элементом палеогидрогеологических реконструкций и оценки закрытости и нефтегазоносности отложений является также выделение региональных и зональных водоупоров (покрышек) и расчленение осадочной толщи на автономные гидрогеологические объекты – этажи, ярусы, комплексы, области, районы или зоны.

Такими структурно образующими в гидродинамическом, нефтегазоаккумуляционном и гидрогеохимическом отношении являются эоцен-верхнемеловой и валанжин-верхнеюрский региональные, тогурской регионально-зональный и аптский (кошайский) зональный водоупоры. Отсутствие в геологическом разрезе Обь-Енисейского междуречья Томской области эоцен-верхнемелового водоупора привело к формированию в верхней части разреза мощной (до 1.5–2 км) инфильтрационно-криптогипергенной гидрогеохимической зоны опреснённых вод и пониженной нефтегазопроductивности. С другой стороны, резкое возрастание минерализации (с 5 до 20 г/л и более) и органогенной обогащённости пластовых вод в пределах среднеюрских отложений (Назаров, 1998, 2001) указывает на наличие в их пределах зонального водоупора (покрышки), что существенно повышает нефтегазоаккумуляционные потенциалы и перспективны нефтегазоносности нижней части геологического разреза Обь-Енисейского междуречья, независимо от генерационного или миграционного источника нефти и газа.

Вырисовывается и проблема циклического геохимического гипергенно-инфильтрационного и катагенно-элизионно-эксплуатационного преобразования водоупоров при неоднократной смене направленности структурно-тектонических процессов. Как показывают исследования геохимии поровых растворов и вмещающих горных пород эоцен-верхнемелового водоупора, в его пределах по площади и в разрезе чётко прослеживается зональное окислительное (до 400–450 м) и опреснительное (более 600 м) влияние метеинфильтрационных вод с разрушением пиритовых зёрен и конкреций и обогащением поровых растворов сульфатами [10, 4, 6, 7]. В апт-сеноманских и готерив-барремских отложениях, также испытавших в прошлом подобное инфильтрационное гидрогеохимическое окислительное и опреснительное воздействие, следов его не прослеживается (а может и не искали), а наоборот, обнаруживается почти повсеместное, хотя и локально-зональное, конкреционное их обогащение пиритом.

Таблица 1. Типизационная схема нефтегазовых палеогидрогеологических критериев по роду гидрогеологического материала [1–13]

Класс	Типы	Подтипы	Виды	Разновидности	Информационная значимость		Нефтепоисковая значимость	
1. Общепалеогидрогеологический	1. Фашиально-гидрогеохимический	1. Седиментогенный	1. Морские 2. Континентальные 3. Лагунные 4. Эвапоритовые 5. Вулканогенные	Фашии, состав пород, РОВ и минералов, палеонтологические остатки	Талассо- и метеогенность, состав зоронявшихся вод, гидрогеологические циклы и этапы, гидрогеологическая стратификация и районирование		Региональная оценка потенциальной нефтегазонасности и условий сохранения (разрушения) нефти и газа	
		2. Диагенный (рудогенный)	1. Пиритовый 2. Сидеритовый 3. Окислительный	1. FeS ₂ 2. FeCO ₃ 3. FeO	Окислительно-восстановительная обстановка, состав газогидратов и диагенетического минералообразования, гидрогеохимическая среда		Региональная оценка потенциальной нефтегазонасности и условий сохранения (разрушения) нефти и газа	
		3. Катагенный (петрогенный)	1. Карбонатно-глинистый 2. Альбито-кварцево-хлоритовый 3. Альбито-кварцево-серицитовый и др.	Состав РОВ, глинистых, карбонатных и др. минералов	Стадии катагенеза, элизии и дегидратации, состав неустойчивых солей (вторичное минералообразование)		Региональная и зональная оценка флюидогенерационных процессов и разложения (изъятия) воды	
		4. Нафтидогенный (органогенный)	1. Буроугольный 2. Длиннопламенный 3. Газоугольный 4. Жирноугольный и др.	Сорг, Ro, Vr, Xб, состав РОВ и др.	Степень метаморфизма РОВ, масштабы генерации и эмиграции углеводородов		Региональная и зональная оценка нефтегазогенерационных процессов, выделение зон ГФГ и ГФН	
		5. Гипергенный	1. Идиоипергенный 2. Криптоипергенный	Окисленные битумы, зоны осернения, выщелачивания, окисления пирита и т.п.	Промытость и окисленность недр		Региональная оценка условий сохранения (разрушения) нефти и газа	
1. Общепалеогидрогеологический	2. Литолого-гидрогеологические	Водупорные	Терригенные	Песчаные, глинистые, алевролитовые	Состав, n_1 K_0, m, F	Гидрогеологические комплексы, ярусы, этажи, горизонты, гидроизоляция, водопроницаемость и водупорность, миграционность и аккумулятивность	Региональная оценка закрытости и условий сохранения (разрушения) и перераспределения нефти и газа	
			Карбонатные	Известняковые, мергелистые, доломитовые				
		Водопроницаемые	Соленосные	Гипсоносные, галитовые, сильвинитовые				
			Эффузивные	Кислые, средние, основные				
			Интрузивные	Гранитоидные, диоритовые, ультрабазитовые				
3. Тектоно-гидрогеологический	1. Пликативный	1. Антиклинальные	1. Своды 2. Вали 3. Мысы 4. Выступы	Расположение и соотношение зон выделения и миграции флюидов, направления флюидопотоков, зоны пьезомаксимумов и пьезомиимумов		Региональный и зональный прогноз потенциальных полей генерации и аккумуляции нефти и газа		
		2. Синклинальные	1. Впадины 2. Прогобы 3. Котловины					
	2. Дизъюктивный	1. Грабен-рифтовые	Разломные зоны	Расположение флюидомобилизационных и аккумуляционных и переточных зон		Зональный и локальный прогноз мест вертикального перетока флюидов и образования многопластовых залежей нефти и газа		
		2. Нарушения (разломные)	Отдельные нарушения					
2. Палеогидрогеологические	1. Водонапорный	1. Инфильтрационный	Низкогорные Среднегорные Высокогорные	Палеорельеф	Направление, скорость и напор инфильтрационных палеопотоков		Региональная оценка условий сохранения (разрушения) нефти и газа	
		2. Элизионный	1. Геостатический 2. Геодинамический 3. Дегидратационный	Изопахиты, амплитуды	Объемы отжатых вод, избыток давления, направления элизионных палеопотоков, соотношение зон палеопьезомиимумов и пьезомаксимумов		Региональный и зональный прогноз полей генерации и аккумуляции нефти и газа	
		3. Инъекционный	1. Глубинный 2. Внутрисистемный	АВПД, АНПД	Расположение зон вертикального перетока флюидов		Локальный прогноз зон перетока и многопластовых залежей	
	2. Зонально-циклический	1. Гидрогеологические циклы	Этапы: 1. Элизионный 2. Инфильтрогенный	Палеопотоки, литофашии	Смена и направленность элизионных и инфильтрационных процессов		Региональный и зональный прогноз полей потенциальной нефтегазоаккумуляции	
		3. Водообменный	1. Элизионный	1. Активный 2. Замедленный 3. Весьма замедленный	ПИЭВ, ПИИВ Q_3^*, Q_n^*, V	Длительность, интенсивность и тип водообмена		Региональная и зональная оценка полей генерации, миграции и аккумуляции флюидов
			2. Инфильтрационный					

Продолжение табл. 1

Класс	Типы	Подтипы	Виды	Разновидности	Информационная значимость	Нефтепоисковая значимость
3. Палеогидротермический	1. Геотермально-системный	1. Регионально-фоновый	1. Равномерно-площадной 2. Мозаичноплощадной	t-C, изотермы	Гидрогеотермическая зональность, флюидотермальные потоки	Региональная оценка термо-каталитического флюидо-генерационного потенциала
		2. аномально-глубинный	1. Линейно-зональный 2. Локально-точечный		Зоны вертикального перетока	Зональный и локальный прогноз полей перетока и многопластовых залежей
	2. Зонально-циклический	1. Диагенный 2. Катагенный 3. Метагенный 4. Гипергенный	1. Протокатагенный 2. Мезокатагенный 3. Апокатагенный	T, изотермы O ¹⁸ , R ₀	Стадии катагенеза, степень метаморфизма РОВ	Региональный и зональный прогноз нефтегазогенерационных процессов, условий сохранения или разрушения нефти и газа
4. Палеогидрогеохимический	1. Системно-генетические	1. Талассогенные 2. Метеогенные 3. Петрогенные 4. Органогенные 5. Метаморфогенные	1. Ионно-солевые 2. Газовые 3. Органические	M, Cl, Na, SO ₄ , Ca, I, Mg, HCO ₃ , Br, NH ₄ ... Г, р, CH ₄ , CO ₂ , TV, H ₂ , He, Ar, H ₂ S, N ₂ , NH ₃ ... Сорг, Сорр, Норг, Ойод, АБ, ООК, C ₆ H ₆ , C ₈ H ₈ , C ₈ H ₁₀ , C ₆ H ₅ OH, АмК.....	Талассогенность, органогенность, седиментогенность, инфильтрагенность, масштабы нефтегазогенерации, элизии, эксфильтрации, перетока флюидов, окисления углеводородов	Региональный и зональный прогноз условий сохранения (разрушения) нефти и газа, генерации углеводородов, локальный прогноз флюидоперетока и многопластовых залежей углеводородов.
		2. Зонально-циклические	1. Диагенные 2. Катагенные 3. Гипергенные 4. Метагенные	4. Изотопные 5. Микрокомпонентные		
	3. Эпигенетические	1. Низкометаморфизованные 2. Среднеметаморфизованные 3. Высокометаморфизованные	6. Микробиологические 7. Физико-химические	SO ₄ – редуцирующие УВ – окисляющие УВ – образующие Денитрофицирующие..... pH, Eh.....		

С особенностями преимущественно впадинного распространения тогурского водоупора связано аномально-останцовое проявление наиболее крепких рассолов (миграционных из палеозоя) в надводоупорных ниже-среднеюрских горизонтах с заметным понижением их минерализации в направлении от эрозионно-тектонических останцов в сторону впадин как в нижнеюрских (подводоупорных), так и в ниже-среднеюрских (надводоупорных) отложениях. Последнее, в свою очередь, указывает на реликтовое сохранение отдельных гидродинамических и гидрогеохимических элементов прежней прогрессивно-литогенной системы, находящейся сейчас всё-таки на преимущественно регрессивно-катагенной (точнее (прогрессивно-)регрессивно-катагенной) стадии своего литогенного развития [4, 7]. Такие взаимоотношения и соотношения наложенных инъекционных и мезокатагенных эксфильтрационных процессов отразились на особенностях формирования вблизи останцов залежей нефти и газа преимущественно литологически экранированного (вплоть до кольцевой облекающей останец формы) типа на их склонах. Замедление оттока флюидов из впадин должно способствовать распределению и аккумуляции нефти и газа в их пределах, т. е. сами впадины являются нефтегазонасными структурами (суббассейнами).

Существенным фактором повышения продуктивности отложений является интенсивность элизионного и дегидратационного водообменов, которые, в свою очередь, могут выступать в качестве основы или дополняющих элементов нефтегазогеологического районирования и зонирования нефтегазоносного бассейна.

Как отмечалось выше, в пределах Томской области по палеогидрогеологическим предпосылкам весьма четко обособляются палеозойский и мезозойский нефтегазоносные этажи; юрский и меловой нефтегазоносные ярусы; рифей-кембрийский, девон-карбонный, пермо-триасовый, ниже-, средне- и верхнеюрский, ниже- и верхне-валанжинский, готеривский, барремский, аптский и местами альбский и сеноманский региональные нефтегазоносные комплексы; апт-сеноманская газогенерационная и валанжин-юрско-палеозойская нефтегазогенерационная зоны; Обь-Иртышская и Обь-Енисейская нефтегазоносные области; Колтогорско-Каймысовско-Нижевартовская, Александровско-Васюганско-Нюрольская, Пудино-Парабельско-Усть-Тымско-Пыль-Караминская, Бакчарско-Пайдугинско-Владимирско-Ажарминская нефтегазоносные подобласти; Колтогорский, Нюрольский, Бакчарский, Усть-Тымский, Тегульдеский и Восточно-Пайдугинский автономные нижнеюрские нефтегазоносные суббассейны и более мелкие объекты – районы, зоны, горизонты, пласты и т.п.

Из нефтегазоносных зон особого внимания заслуживают такие зоны с выявленной нефтегазоносностью, как Назинская, Тамратская, Айсазская, Лавровская и многие зоны Усть-Тымской, Бакчарской и Восточно-Пайдугинской и даже Тегульдеской впадин.

Из нефтегазоносных горизонтов особого внимания заслуживают расположенные в нижней нефтегазогенерационной зоне сложнопостроенные ниже-среднеюрские и особенно ачимовские, а также палеозойские пласты.

Особый научный и практический нефтегазопоисковый интерес заслуживают также сложные ленточные палеорусловые и разломно-ослабленные переточные зоны растяжения-сжатия центральных частей впадин, особенно грабен-рифтового типа, объединяющие в узкой латеральной зоне процессы генерации, эмиграции, миграции и аккумуляции нефти и газа.

Таким образом, палеогидрогеологические критерии обладают нефтегазопоисковой значимостью, вполне сравнимой с современными гидрогеологическими и другими геологическими показателями.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Назаров А.Д. Гидрогеологические показатели нефтегазоносности //Методы и средства разведки МПИ. – Томск: ТПИ, 1977. – С. 10–13.
2. Назаров А.Д. Палеогидрогеохимические предпосылки нефтегазоносности Томской области //Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. Т.2. Геология нефти и газа. – Томск: ТГУ, 1998. – С. 110–112.
3. Назаров А.Д. Выявление крупных зон нефтегазоносности в юрских и меловых отложениях Томской области на основе палеогидрогеологического анализа //Геологическое изучение недр и водопользование, 12, 1999. – С. 9.
4. Назаров А.Д. Геохимия гидрогенеза терригенно-осадочных отложений юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции //Известия ТПУ, т. 303, вып. 1, 2000. – С. 170–177.
5. Назаров А.Д. Органо-гидрогеохимические критерии нефтегазоносности //Геологическое и горное образование. Геология нефти и газа. – Томск: ТПУ, 2001. – С. 173–177.
6. Назаров А.Д. Геохимические особенности распределения металлов и проявления эпигенеза в подземных водах юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции //Известия ТПУ, т. 304, вып. 1, 2001. – С. 261–272.
7. Назаров А.Д. К теории аквагенеза терригенно-осадочных отложений нефтегазоносных бассейнов: методологический аспект (на примере ЗСНБ) //Нефтегазовому образованию в Сибири 50 лет. – Томск: ТПУ, 2002. – С. 72–78.
8. Основы гидрогеологии. Геологическая деятельность и история воды в земных недрах. – Новосибирск: Наука, 1982. – 240 с.
9. Основы гидрогеологии. Гидрогеохимия. Новосибирск: Наука, 1982. – 287 с.
10. Улодов П.А. и др. Геохимические особенности поровых растворов горных п. .од. М.: Недра, 1983. – 240 с.
11. Шварцев С.Л., Юшков С.А., Назаров А.Д., Манылова Л.С. Эволюция системы вода – порода в геологической истории Западно-Сибирского артезианского бассейна //Итоги изучения региональных гидрогеологических и инженерно-геологических процессов в осадочном чехле молодых платформ, т.1. – М.: Наука, 1983. – С. 26–31.
12. Lehrbuch der Hydrogeologie. Band 6. Das Wasser in der Litho- und Asthenosfäre/ Wechselwirkung und Geschichte. – Berlin-Stuttgart: Gebrüder Borntraeger, 1992. – 263 s.
13. Nazarov A.D., Shvartsev S.L. Paleohydrogeological analysis of oil accumulation in Jurassic-Cretaceous sediments in South-East part of West-Siberian platform //XXX International Geological Congress. V.3. – China, 1996. – P. 305.