

УДК 553.98.045. (470.1)

Зытнер Ю.И.

ЭВОЛЮЦИОННО-ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ БАССЕЙНОВ

В основу прогнозирования нефтегазоносности при оценке перспектив по газогидрогеохимическим критериям положены парагенетические и генетические взаимосвязи между определенными химическими типами подземных вод и скоплениями нефти и газа. На этой стадии выполняется прогноз на региональном, реже - зональном уровне. Проведенный прогноз нефтегазоносности с помощью методов математической статистики позволяет выйти на уровень оценки нефтегазоносности локальных структур.

Установлены основные гидрогеологические параметры оценки перспектив оценки нефтегазоносности, определяющих реальную особенность развития гидрогеологических систем седиментационных бассейнов в зависимости от литологического состава их осадочного выполнения и истории геологического развития бассейнов, что позволяет разработать систему эволюционно-генетических гидрогеологических критериев прогноза нефтегазоносности.

Ключевые слова: *подземные воды, водорастворённые газы, седиментационные бассейны, газогидрогеохимические показатели, гидрогеологические критерии, прогноз нефтегазоносности.*

В гидрогеологическом строении выделяются следующие водоносные комплексы, совпадающие с нефтегазоносными [Прищепа, 2005]: рифейско-нижнекембрийский, ордовикско-нижнедевонский терригенно-карбонатный, среднедевонско-нижнефранский преимущественно терригенный, верхнефранско-турнейский терригенно-карбонатный, визейско-артинский карбонатный, мезозойско-кайнозойский терригенный. Подземные воды нефтегазоносных бассейнов уникальны, так как с одной стороны они являются ценным полезным ископаемым, а с другой – надежным индикатором прогноза залежей углеводородов.

На различных этапах развития нефтегазопоисковой гидрогеологии Тимано-Печорской провинции (ТПП) гидрогеологическим показателям нефтеносности уделялось различное, но, как правило, пристальное внимание. Наиболее известные исследования по этому вопросу связаны с такими учеными, как В.А. Кротова, Б.Н. Любомиров, В.М. Матусевич и др. Полученные ими результаты оказались достаточными и, наряду с другими геологическими методами, во многом послужили основой открытия новых месторождений или продуктивных горизонтов. Однако все эти работы связаны, в основном, с прогнозом нефтегазоносности на региональном, реже зональном уровне. В настоящее время, когда

территория ТПП уже достаточно хорошо изучена и открыто значительное число месторождений встает вопрос о принципиально новом подходе – прогнозе нефтегазоносности локальных структур, включая, что весьма актуально для ТПП, «пропущенные» по тем или иным причинам залежи.

Ранее нами уже проводился прогноз нефтегазоносности по гидрогеологическим данным территории ТПП и Мезенской потенциально нефтегазоносной провинции (ПНГП). Основные результаты этих исследований опубликованы [Гидрогеологические условия ..., 1987; Топливо-энергетическая база..., 1991; Перспективы нефтегазоносности..., 1991 и др.]. В этих работах были разработаны газогидрогеохимические критерии прогноза для региональной оценки условий нефтегазоносности территории.

Результаты исследований послужили основой для прогноза нефтегазоносности на зональном и локальном уровнях [Зытнер, 1987]. В общем виде прогноз нефтегазоносности проводится нами по следующим направлениям:

Оценка перспектив нефтегазоносности по газогидрогеохимическим критериям

В основу прогнозирования нефтегазоносности положены парагенетические и генетические взаимосвязи между определенными химическими типами подземных вод и скоплениями нефти и газа. Парагенетические связи устанавливаются эмпирическими исследованиями и обуславливаются общностью благоприятных условий существования химических типов подземных вод и залежей нефти и газа, геологически длительной и надежной фильтрационной изоляцией тех и других от разрушающего влияния активных метеорных вод. Это первая группа показателей нефтегазоносности, отражающая степень благоприятности общегеологических условий. В нее входят общая минерализация, закрытость недр, метаморфизация вод, содержание сульфатов и некоторые другие характеристики вод. Вторую группу показателей нефтегазоносности составляют генетические взаимосвязи между определенными типами подземных вод и скоплениями нефти и газа. Они обусловлены физическим и химическим взаимодействием вод, углеводородов и сопутствующих им водорастворенных компонентов преобразования органических веществ в условиях генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа, сохранения и разрушения их залежей. Главными во второй группе показателей нефтегазоносности являются газовые показатели: газонасыщенность, содержание метана, тяжелых гомологов, их соотношения и отношения к содержанию азота, упругость водорастворенных газов (ВРГ) и др. На втором месте стоят органогеохимические показатели, основанные на содержании компонентов водорастворенного органического

вещества $C_{\text{орг.хл.}}$, $C_{\text{орг.общ.}}$, низкомолекулярные ароматические углеводороды, фенолы, карбоновые и нафтеновые кислоты и др. На третьем месте по информации стоят минеральные микрокомпоненты, связанные с преобразованием рассеянного органического вещества пород (это главным образом йод, аммоний, в меньшей степени соединения серы, сульфаты и другие показатели).

Прогноз нефтегазоносности по гидрогеологическим данным с помощью методов математической статистики

Наиболее широкое применение нашли методы многомерного статистического анализа – классификационные методы, методы распознавания образов и методы регрессионного анализа. Для решения задачи качественного прогноза нефтегазоносности мы ограничились использованием метода линейной дискриминантной функции (ЛДФ) и множественным корреляционно-регрессионным анализом. При их применении решение задач прогнозной оценки продуктивности отложений сводится к последовательному выполнению следующих процедур:

1. Определение, исходя из эмпирического опыта и теоретических представлений, набора геологических и гидрогеологических признаков, используемых для характеристики особенностей гидрогеологических условий, связанных с наличием или отсутствием углеводородных залежей.

2. Формирование эталонных объектов для обучающих выборок – определение перечня объектов и их количества.

3. Определение значений геологических и гидрогеологических показателей по всем выделенным объектам.

4. Выполнение процедур п.2 и п.3, по применению к объектам экзаменационным и прогнозным.

5. Выявление информативного набора показателей и отыскание уравнений предлагаемых методов (построение решающего правила), которые и представляют по существу количественную модель прогноза.

6. Проверка решающего правила на экзаменационных объектах и применение его для прогнозной оценки продуктивности отложений на новых объектах (структурах), то есть, отбраковки пустых горизонтов и структур от продуктивных.

Заметим, что исключительно важным представляется заключительный этап прогноза – этап принятия решения, на котором требуется определить необходимость внесения корректив в полученный результат и произвести (если нужно) требуемую корректировку.

Данный подход был применен нами при исследованиях в ТПП с достаточно высокой точностью.

Отдельно хотелось бы остановиться на возможности использования эволюционно-генетических гидрогеологических критериях прогноза нефтегазоносности седиментационных бассейнов

Известно, что формирование гидрогеологических систем проходит в процессе эволюции седиментационного бассейна. Цикличность осадконакопления определяет и развитие гидрогеологических циклов. Под последним понимается отрезок гидрогеологической истории, начинающейся с трансгрессии, осадконакопления и образования седиментационных вод, затем регрессии, эмерсии с процессами денудации и инфильтрации до новой трансгрессии. Таким образом, в гидрогеологическом цикле выделяется две стадии (этапа – по А.А. Карцеву, 1963) – элизионная (седиментационная) и инфильтрационная. В первую стадию образуются седиментационные и литогенные воды за счет их отжатия из глин в коллекторские породы. Во вторую стадию формируются инфильтрационные воды, которые постепенно разбавляют, вытесняют и замещают седиментационные. Во время второго и всех последующих гидрогеологических циклов локально, редко зонально- и регионально проявлены те же процессы. В результате вновь поступающие седиментационные воды замещают более древние или смешиваются с ними.

Формирование нефтегазовых залежей и месторождений протекает в этих гидрогеологических системах. Поэтому их эволюция может явиться основой для восстановления сложных процессов онтогенеза нефти и газа. Гидрогеологическая система – это, в значительной степени, результат литогенеза пород. Скорость уплотнения и литификации различных типов пород не одинакова: карбонатные породы раньше других вступают на путь катагенетического преобразования, быстро литифицируются, освобождаясь от седиментогенных вод. Процесс литификации и дегидратации терригенных, особенно глинистых осадков более длителен.

Экспериментально и теоретически доказано (авторы Burst, 1969; Кривошеева и др., 1977), что вода выделяется из глинистых осадков в две стадии. В начале (стадия диагенеза и раннего катагенеза; глубины до 1,2 - 1,5 км) под действием давления вышележащих слоев удаляется поровая и избыточная межслоевая вода. В результате завершения этой первой стадии дегидратации содержание воды в осадках сокращается до 30% (20 - 25% приходится на межслоевую и 5 - 10% на остаточную поровую воду). Во вторую стадию (средний и поздний катагенез; глубины до 3,0 - 4,5 км) в основном в зависимости от пластовой

температуры, при преимущественно монтмориллонитовом составе глин в окружающую среду выделяется только часть межслоевой литогенной воды (10 - 15%). На третьей стадии (апокатагенез; глубины более 4,5 км) по мере повышения температуры осадков из кристаллических решеток глинистых минералов и из пор постепенно выделяется практически вся остающаяся там вода.

Дегидратация глинистых пород на второй стадии в интервале глубин 1,2 - 4 км наиболее важна для нефтегазоносности седиментационных бассейнов (СБ). Именно в эту стадию происходит миграция вместе со связанной водой значительной части генерированных УВ, именно здесь происходит гидрослюдизация монтмориллонита и формирование в зоне их взаимоперехода пропластков с аномально высоким поровым давлением (АВПоД). В разных генетических типах СБ глубины прохождения глинистыми породами этой второй стадии будут отличаться и зависеть от геотермического градиента. Считается, что выделение межслоевой воды проходит при температурах от 70 до 120°C. При этом можно предполагать, что палеогидродинамические режимы в седиментационных бассейнах с различными литолого-фациальными составами осадочного выполнения будут отличными. Поэтому вторая стадия отжатия вод из глинистых пород в разных СБ имеет разные глубины протекания этих процессов. Формирующиеся на второй стадии литогенные (катагенные) воды могут служить основой для реконструкции палеогидрогеологических обстановок СБ. С молекулами отжимающейся воды происходит миграция микроэлементов глинистых пород (бор, цирконий, галлий, стронций и др.) – своеобразных индикаторов палеогеохимических и, естественно, фациальных обстановок. При этом необходимо учитывать и возможность перехода в жидкую фазу химических элементов из алевро-песчаных и карбонатных пород.

В бассейнах с преимущественно карбонатным (галогенно-карбонатным) составом осадков основными факторами, оказывающими определяющее влияние на динамику и состав пластовых вод, могут быть:

- латеральная гетерогенность СБ, термобарические условия в его недрах, литолого-фациальный и формационный состав осадочного выполнения;
- первичный состав седиментационных вод, дегидратация осадков на стадии их диагенеза и раннего катагенеза;
- региональный катагенез, приводящий к уплотнению пород и уменьшению их емкостного пространства;

Количество, продолжительность и площадное проявление инфильтрационных стадий гидрогеологических циклов;

Тектонические отложения, определяющие гипсометрическое положение водоносных комплексов, наличие зон глубинных разломов и возможность вертикальных перетоков пластовых вод.

По-видимому, для СБ с преимущественно карбонатным осадочным выполнением или для СБ с мощными терригенно-карбонатными толщами не будут характерны аномально высокие пластовые давления (АВПД).

В СБ с терригенным и карбонатно-терригенным осадочным выполнением на состав, динамику и направления движения пластовых вод, кроме вышеперечисленных, могут оказывать влияние еще три фактора.

1. Дифференцированность тектонических движений и, как следствие, разные скорости погружения осадков на элизионных стадиях, а также различные амплитуды поднятий и размывов отложений на инфильтрационных стадиях. Например, в Печорском бассейне в наиболее интенсивно погружающихся районах перикратонного опускания и авлакогена первая стадия уплотнения глинистых пород, характеризующаяся наибольшими объемами отжимающихся вод, заканчивается раньше по сравнению с районами западного борта бассейна. Это создает более высокие пластовые давления в восточных районах и обуславливает движение пластовых вод в западном направлении. Пластовые воды как бы выплескиваются из бассейна на запад.

При дальнейшем погружении, во вторую и третью стадии уплотнения пород и отжатия из них вод, которым сопутствует и широкая миграция УВ из нефтегазогенерирующих толщ, объемы отжатия вод будут меньшими. За счет более быстрого погружения этот процесс вновь протекает раньше в восточных районах. В это же время в западных районах (Ижемская впадина, Омра-Лузская седловина) еще не закончилась первая стадия отжатия вод. Создающиеся здесь пластовые давления должны быть выше, чем в восточных районах. В результате возникает своеобразный гидравлический буфер, мешающий эмиграции пластовых вод, насыщенных УВ, за пределы бассейна.

Амплитуды размывов в предэфельское, предфранское, предсредневозейское, раннепермское, предсреднеюрское, предчетвертичное время в пределах Печорского бассейна были значительны и превышали 0,2 - 1 км. Поэтому для отдельных районов процессы отжатия вод на последующей элизионной стадии надолго задерживались. Здесь формировались «застойные» зоны, куда мигрировали воды с соседних регионов.

2. Наличие для отдельных водоносных комплексов «открытых» и «закрытых» инфильтрационных стадий. Первые характеризуются отсутствием перекрывающих покрывающих и открытостью гидрогеологической системы. В них происходит площадное проникновение инфильтрогенных вод и соответственно свободный отток пластовых вод. Вторым свойственны надежные флюидоупоры, чем обеспечиваются закрытые гидрогеологические системы. Здесь исключены возможности открытого регионального или зонального проникновения инфильтрогенных вод в нижние водоносные горизонты, Их основные потоки, как правило, уже идут латерально и вертикально по ослабленным зонам: системам разломов, зонам замещения покрывающих и др. В результате формируются горизонты и районы с АВПД.

3. Соотношения в разрезах водоносного комплекса коллекторских и неколлекторских (глинистых и карбонатно-глинистых) толщ. При преобладании в разрезе неколлекторских пород объемы эмигрирующих из них вод могут превышать объемы пластовых вод, из-за чего формируются зоны с АВПД. В смежных с ними глинистых породах возникают АВПоД. Пластовые воды из этих участков мигрируют в сторону с меньшими пластовыми давлениями. Часто вне зависимости от их структурного положения.

При преобладании в разрезах коллекторских толщ пластовые давления в водоносных комплексах не будут значительно превышать расчетные гидростатические. Эти водоносные комплексы и районы будут объектами внедрения пластовых вод со смежных территорий.

Совокупность перечисленных фактов и определяет реальную эволюционно-генетическую особенность развития гидрогеологических систем седиментационных бассейнов в зависимости от литологического состава их осадочного выполнения. Это позволяет разработать систему эволюционно-генетических гидрогеологических критериев прогноза нефтегазоносности СБ (табл. 1.).

Формирование флюидных систем в комплексах, сложенных терригенными, карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями, протекает специфично. При этом объем отжатых из глинистых литогенных вод во вторую стадию их дегидратации, их соотношение с объемами современных подземных вод комплекса (то есть, число циклов эволюционного водообмена), открытость и закрытость нефтегазоносного комплекса (НГК) в периоды инфильтрационных этапов, становятся важным показателем перспективной оценки комплекса, распределения залежей УВ по площади и разрезу НГК.

Таблица 1

**Эволюционно-генетические гидрогеологические критерии прогноза
нефтегазоносности седиментационных бассейнов**

Критерии	Условия нефтегазоносности	
	благоприятные	малоблагоприятные
Генетические		
Структура СБ по водоносным комплексам и гидрогеологическим этажам	Гетерогенная - наличие нескольких изолированных гидрогеологических бассейнов внутри СБ	Моногенная - отсутствие изолированных гидрогеологических бассейнов внутри СБ
Количество циклов седиментации	1-2	более 2
Расчлененность разреза осадочного чехла	Соответствие гидрогеологических этажей мега- и региональным НГК одного ЦС	Соответствие гидрогеологических этажей нескольким мегакомплексам
Литологический и фациальный состав осадочного выполнения СБ	Морские терригенные, карбонатно-терригенные	Лагунные и континентальные терригенно-карбонатные, карбонатные, галогенно-карбонатные
Стадии диагенеза - отжатия вод	Средний и поздний катагенез (литогенные воды)	Диагенез и ранний катагенез (поровые воды)
Доля уплотняющихся глинистых пород в осадочном выполнении СБ	Более 25%	Менее 25%
Перспективная оценка	Условия нефтегазоносности зависят от зрелости и истории развития гидрогеологических систем СБ	
Эволюционно-динамические		
Отношение времени развития элизионной и инфильтрационной стадий в гидрогеологических циклах	Более 5-10	Менее 2-5
Характер инфильтрационных стадий	Закрытые, закрытые по нижним горизонтам	Открытые
Динамика погружения пород и отжатия из них вод: <i>-во времени</i>	Относительно равномерная	Неравномерная, прерывистая
<i>-по площади бассейна</i>	Неравномерная, наиболее интенсивная в центральных частях СБ	Равномерная, наиболее интенсивная в краевых открытых частях бассейна
Перспективная оценка	Условия нефтегазоносности зависят от закрытости водоносных комплексов, от соотношения элизионных и инфильтрационных стадий гидрогеологических циклов.	
Газогидрогеохимические		
Тип подземных вод	Хлоркальциевый	Гидрокарбонатно-натриевый, сульфатно-натриевый
Тип водорастворенных газов	Метановый, азотно-метановый с повышенной газонасыщенностью	Азотный, метаново-азотный с низкой газонасыщенностью
Состав и количество водорастворенного органического вещества	Сорг > 3,0 мг/л, Норг > 0,5 мг/л, относительно повышенное содержание ОВ в нефтегазогенерирующих толщах бассейна и относительно пониженное в нефтегазосборных толщах (вокруг залежей - высокие значения)	Сорг < 0,5 мг/л, Норг < 0,1 мг/л, низкие значения ОВ
Состав и количество водорастворенных биогенных элементов	J > 15,0 мг/л, Br > 200,0 мг/л, повышенное содержание аммония	J < 4,0 мг/л, Br < 50,0 мг/л, отсутствие аммония
Минерализация вод	M > 150,0 г/л	M < 20,0 г/л
Гидрогеологическая закрытость недр	(Br-100)/H > 15	(Br-100)/H < 5
Метаморфизм вод	rNa/rCl < 0,73	rNa/rCl ≥ 1,0
Наличие АВПД	Локально- и зонально встречаются в разрезе и по площади бассейна	Отсутствуют
Перспективная оценка	Условия нефтегазоносности улучшаются по мере увеличения водорастворенных биогенных, органических компонентов, углеводородной газонасыщенности вод, минерализации, гидрогеологической закрытости недр и метаморфизма вод.	

В терригенных комплексах процессы формирования сингенетических гидрогеологических систем могут быть во времени длительными и относительно равномерными. При выдержанности резервуаров и глинистых толщ - водоупоров литогенные воды определяют латеральную направленность флюидных потоков.

Необходимо также учитывать, что при наличии в разрезе мощных глинистых толщ процессы отдачи ими литогенных вод из центральных частей затруднены и потому задерживаются и растягиваются во времени. В них формируются горизонты с АВПоД. Это пласты временной консервации литогенных вод и связанных с ними углеводородов. Последующее отжатие из них вод обусловлено тектоно-сейсмической активностью недр и потому носит пульсирующий характер.

В результате на первоначальных этапах отжатия литогенных вод из глинистых отложений пластовые давления в смежных проницаемых пластах будут несколько пониженными в тех разрезах, где преобладают мощные глинистые пласты (за счет неполного отжатия вод и наличия АВПоД), и повышенными, где в разрезах пласты глины не имеют большой мощности и чередуются с песчаными пластами. При этом в том и другом случаях процентное соотношение глинистых и песчаных пород в принципе может быть одинаковым.

На последующих этапах при пульсирующем отжатии литогенных вод в смежных проницаемых пластах пластовые давления могут повышаться. Вновь поступающие с водами порции углеводородов будут пополнять уже сформировавшиеся залежи. Эти процессы при благоприятных условиях могут протекать вплоть до настоящего времени.

Следовательно, наличие повышенных и аномально высоких поровых давлений свидетельствует как о хороших экранирующих свойствах пород-покрышек, так и о возможной миграции углеводородов в пласт-коллектор. Причем в большинстве случаев поровые давления отражают величину АВПД в залежи. Видимо поэтому ряд исследователей и отнес этот показатель к важным критериям прогноза наличия залежей углеводородов.

В карбонатных и терригенно-карбонатных комплексах процессы интенсивного формирования сингенетических и гидрогеологических систем могут быть кратковременными и затухающими во времени. Здесь будут преобладать вертикальные перетоки флюидов из-за невыдержанности водоупоров, отдельных резервуаров, незначительных объемов литогенных вод поздних стадий литификации глин.

В результате возможна более широкая нефтегазоносность нижних терригенных НГК, концентрация углеводородов в инундационно-эквilibрационных терригенно-карбонатных

мегакомплексах в верхнем, как правило, карбонатном эквilibрационном региональном НГК.

Литература

Гидрогеологические условия нефтегазоносности седиментационных бассейнов Европейского Севера СССР/ Л.З. Аминов, В.А. Дедеев, Ю.И.Зытнер, Л.В. Мигунов. Сыктывкар: Коми НЦ УрО АН СССР, вып. 65, 1987, 40 с.

Зытнер Ю.И. Прогноз нефтегазоносности по гидрогеологическим данным с использованием методов математической статистики // Печорский нефтегазоносный бассейн (литология, гидрогеология, нефтегазоносность). Сыктывкар: Ин-т геологии Коми фил. АН СССР, вып. 61, 1987. С. 29 - 35.

Перспективы нефтегазоносности Мезенского бассейна по гидрогеологическим данным. /Аминов Л.З., Зытнер Ю.И., Мигунов Л.В. // Геология нефти и газа, № 6, 1991. С. 36 - 38.

Прищепина О.М. Методология и практика воспроизводства запасов нефти и газа (северо-западный регион) в современных условиях. СПб.: Недра, 2005, 492 с.

Топливо-энергетическая база Европейского Северо-Востока СССР /В.А. Дедеев, Л.З. Аминов, Л.А. Анищенко и др. Сыктывкар: ИГ КНЦ УрО АН СССР, 1991, 304 с.

Рецензент: Окнова Нина Сергеевна, доктор геолого-минералогических наук.