

ТИПЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С РАЗЛИЧНЫМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ

К.Е.Питьева
МГУ им. М.В. Ломоносова

В связи с интенсивным развитием нефтегазовой отрасли России большое внимание уделяется теоретическому обоснованию и методическим основам поисково-разведочных работ, особенно в районах прогнозируемых эпицентров добывающей и нефтеперерабатывающей промышленности. Для нефтегазовой отрасли такими районами в настоящее время является Сибирь, особенно Восточная Сибирь.

Для успешного решения этой стратегической задачи необходимы серьезные разработки, которые могли бы обеспечить достоверность полученных результатов.

Получение достоверных результатов связано с огромными трудностями, обусловливаемыми слабой изученностью геолого-гидрогеологических условий нефтегазоносных структур и недостаточной представительностью методик и методов поисковых исследований нефтегазовых месторождений.

Главной целью поисково-разведочных исследований нефтегазовых месторождений с геохимических позиций является получение гидрогеохимической информации, обеспечивающей серьезное обоснование гидрогеохимических показателей нефтегазоносности.

Гидрогеохимическими поисково-разведочными показателями нефтегазоносности являются параметры химического состава подземных вод. Формирование химического состава подземных вод, на основе которого выявляются процессы, обеспечивающие параметры-показатели нефтегазоносности, осуществляется в миграционных системах подземная вода–порода, подземная вода–порода–газ, подземная вода–органические составляющие и подземная вода.

Указанные миграционные системы представлены водоносными комплексами нижней гидродинамической зоны земли, характеризующимися: а) различными глубинами залегания; б) в разной степени высокими термодинамическими показателями; в) геолого-гидрогеологическими, пластового характера, толщами, осложненными положительными и отрицательными структурами мелких порядков, обусловливающих в пределах литологической однородности пород значительную геофильтрационную неоднородность;

г) существенными погружениями в ходе геологического времени; д) конкретикой физико-химических процессов в пределах миграционных систем.

В настоящее время наиболее известны два типа подземных вод нижней гидродинамической зоны, имеющие региональное распространение и непосредственное отношение к нефтегазоносности продуктивных пластов.

Тип первый. Минерализованные (от первых десятков до 500 г/л) подземные воды, широко известные как воды преимущественно $ClNaCa$ компонентного состава; Eh – слабовосстановительные; pH – преимущественно околонейтральные, а также слабощелочные и слабокислые. Развита процессами вторичной кристаллизации карбонатов кальция, магния и сульфата кальция. В водах имеется растворенное органическое вещество.

Эти воды приурочены преимущественно к терригенным, карбонатным и карбонатно-сульфатным отложениям.

Показатели нефтегазоносности этих вод ограничены кальцием, наличие которого свидетельствует (по многим исследователям) о той или иной степени закрытости недр, что препятствует разложению углеводородов и органических веществ ввиду отсутствия кислорода.

В районах нефтегазовых месторождений эти воды по условиям залегания являются пластовыми (законтурными и внутриконтурными подошвенными).

Основные факторы формирования в водах $ClNaCa$ состава хлора и натрия как устойчивых главных компонентов:

1. Длительность трансгрессивных условий при преобладании погружения территории.
2. Слабое атмосферное влияние на подземные воды в геологической их истории.
3. Высокая растворимость хлоридов натрия, увеличивающаяся при повышении температуры.

В водах вышеназванного типа существенны колебания содержания кальция и натрия, в связи с чем минерализованные воды рассматриваемого типа подразделяются на подтипы, характеризующиеся четко выраженным компонентным составом: $ClNaCa$, $ClCaNa$, $ClNa$.

В водах ClNaCa состава (подтип 1.1) содержание кальция составляет, как правило, незначительный процент от степени минерализации и определяется поступлением из пород в результате процесса метасоматического замещения кальция пород на натрий подземных вод. Такое замещение возможно из-за различий в ионных радиусах этих компонентов (у Ca он больше, по сравнению с Na) и в плотностных свойствах подземных вод и пород (подземные воды менее плотные, чем породы).

Воды ClCaNa состава (подтип 1.2) формируются посредством трансформации подземных вод ClNaCa состава:

- при достижении ими условий насыщения (перенасыщения) хлоридами натрия;
- вследствие изменений геохимических свойств хлорида натрия (определяемых очень высокими температурами и значительной обогащенностью углеводородами и органикой), приводящих к снижению концентраций Na в подземных водах.

Воды ClNa состава (подтип 1.3) формируются при кристаллизации сульфата кальция в условиях высоких температур, способствующих снижению растворимости этого соединения.

Повышенные концентрации гидрокарбоната натрия в этих водах в комплексе с щелочным рН указывают на сульфатредукцию, протекающую в условиях повышенных концентраций органики.

Тип второй. Подземные воды ClHCO_3Na состава широко распространены в глубоких частях земной коры. Они могут залегать как в пластовых условиях, так и в условиях, связанных с нефтегазовыми месторождениями.

Пластовые условия залегания этих вод отличаются повышенными фильтрационными свойствами пород и практически не связаны с углеводородными проявлениями. Единого мнения об их формировании среди ученых до сих пор нет.

В районах нефтегазовых месторождений воды относительно пониженной минерализации ClHCO_3Na состава присутствуют обязательно, особенно в районах газоконденсатных месторождений. По условиям залегания это, как правило, внутриконтурные воды конденсационного генезиса, а также подошвенные воды.

Конденсационные воды различаются по степени минерализации и по связанным с минерализацией компонентам. В соответствии с этим выделяются собственно конденсационные воды с минерализацией до 1–2 г/л (подтип 2.1), состав которых формируется посредством растворения углекислоты, углекислотного выщелачивания

пород и смешения с остаточными минерализованными водами, сохранившимися в пределах распространения залежей. В этих конденсационных водах $\text{NaHCO}_3 > \text{NaCl}$.

Выделяются также конденсационные воды-смеси с минерализацией от 1–2 до 40–50 г/л при $\text{NaCl} > \text{NaHCO}_3$ (подтип 2.2). Высокое содержание NaCl – результат внедрения в залежь пластовых подошвенных и законтурных вод под влиянием эксплуатации залежи.

Подошвенные подземные воды CaHCO_3Na (в случае образования непроницаемых прослоев из вторичных минералов) могут формироваться обособленно от конденсационных вод. Однако вследствие их положения внутри контура залежи в условиях значительных концентраций органики, обеспечивающей восстановление SO_4 в H_2S , в них появляются значительные концентрации гидрокарбоната.

Минерализованные до значительных десятков г/л подземные воды CaHCO_3Na состава (подтип 2.3), с повышенной щелочностью, по условиям залегания являются законтурными пластовыми. Эти воды известны как инверсионные. Основные их отличия от вод CaHCO_3Na состава, приуроченных к нефтегазовым месторождениям, заключаются в том, что они имеют региональное распространение; в направлении погружения возрастает их минерализация; в компонентном составе увеличивается процент хлора по сравнению с гидрокарбонатом. Многие исследователи склоняются к тому, что их формирование связано с углекислотным выщелачиванием натриевых плагиоклазов.

Тип третий. Подземные воды с минерализацией 200–300 г/л; компонентный состав – CaCl_2 ; Na значительно меньше Ca ; следы HCO_3 , SO_4 , Mg , pH – кислые, Eh – восстановительные; Corg до 40 г/л.

Характеристические параметры нефтегазоносности:

Минерализация водных вытяжек из пород, вмещающих воды CaCl_2 состава, около и больше 1,0 г/л. В их компонентном составе процентное содержание HCO_3 и CO_3 намного больше, чем в водах; повышены концентрации Ca , Mg , SO_4 . Величины pH – щелочные, Eh – восстановительные.

Эти показатели пород должны использоваться в качестве поисковых признаков одновременно с показателями, представленными составом подземных вод. Основание: состав одной части миграционной системы вода – порода является интегральным отражением состава другой части системы.

Основные выводы:

- значимым поисково-разведочным показателем нефтегазоносности является комплекс параметров состава подземных вод, пород и других объектов миграционных систем;

- главные особенности проявления состава подземных вод и пород в качестве показателей нефтегазоносности определяются термодинамическими условиями, геологическим временем формирования и длительностью развития нефтегазовых залежей.

Трудности, возникающие при решении вопросов, связанных с оценкой нефтегазоносности, требуют постановки лабораторно-экспериментальных исследований.

Важное значение имеют результаты экспериментов по выявлению степени влияния физико-химических процессов на проницаемость пород. Достоверность результатов экспериментов проверялась путем их сравнения по растворам и породам.

В результате экспериментальных исследований установлено, что проницаемость по газу проб известняка после взаимодействия с CO_2 увеличивается.

При взаимодействии с пробами известняка стоков и смесей стоков с подземной водой проницаемость известняка по стокам и смесям также, как правило, увеличивается, но по-разному сочетается с проницаемостью по газу до и после опыта: в одних случаях проницаемость пород по стокам и смесям значительно превышает проницаемость проб известняка по газу до опыта, в других случаях – незначительно.

Эксперименты по фильтрации стоков и их смесей с подземной водой через пробы раздробленного известняка (диаметром до 1–2 мм) показали, так же как и в случае фильтрации через керны, преобладание процессов положительной миграции, что свидетельствует в целом об увеличении проницаемости карбонатных пород под влиянием стоков и смесей. Зафиксированная в проведенных опытах общая положительная миграция ионов сопровождалась заметным разрушением зерен породы. Разрушению во всех случаях подвергалось от 10 до 16 % общего количества зерен породы. Малое во всех случаях количество тонкодисперсных частиц, образовавшихся в результате взаимодействия фильтрующейся жидкости с породой, указывает на то, что уменьшение средней дисперсности происходит в основном за счет распада крупных зерен на два и более обломка. Вероятно, подобный процесс может объясняться растворением межзернового известковистого цемента породы и в меньшей степени – разложением самих зерен известняка.

На увеличение проницаемости карбонатных пород влияют многие факторы. Наиболее существенными из них являются минералогические и структурные особенности пород и характер их естественной проницаемости.

Различия в минеральном составе карбонатных пород отражаются на проницаемости следующим образом. Наиболее заметно увеличивается проницаемость под воздействием стоков и их смесей у доломитизированных известняков, в меньшей степени – у органогенно-обломочных и сульфатизированных. Доломиты и пелитоморфные известняки почти не меняют своей проницаемости.

Уменьшение проницаемости массивных трещиноватых доломитов, мелкокристаллических известняков, известняков со стилолитовыми швами и глинизированных разностей известняков связано, вероятно, с набуханием глинистого заполнителя трещин и стилолитовых швов.

Возрастание проницаемости пород при их взаимодействии с растворами, богатыми $MgCO_3$, $CaCO_3$, SO_4ClNa минеральными соединениями, обусловлено процессами углекислотного выщелачивания и растворения растворами с повышенной ионной силой.

Зависимость между градиентом давления и проницаемостью пород обратно пропорциональная: проницаемость увеличивается с уменьшением градиента давления, что, вероятно, соответствует уменьшению уплотняющего воздействия давления на породы.

Слабая прямая зависимость проницаемости породы наблюдается от градиента расхода воды.

Основными показателями ослабленной прочности зон являются: процент песчаных разностей в отложениях верхних водоносных комплексов и мощность глин; степень трещиноватости пород; коэффициенты фильтрации и водопроницаемости отложений; минерализация и ионный состав подземных вод.

Значительно ослабленные зоны характеризуются высоким процентом песчаных отложений и мощностью глин менее 5 м; повышенными значениями коэффициента фильтрации и водопроницаемости отложений, относительно пониженной минерализацией и гидрокарбонатностью вод. Эти зоны устанавливаются на основании изучения литологического и фильтрационного строения отложений и гидрогеохимических условий исследуемого водоносного комплекса. Например, зоны повышенной газо- и водопроницаемости на территории Астраханского газового месторождения представлены

участками, приуроченными к песчаному разрезу, в пределах которого развиты пресные или опресненные, относительно соленых вод регионального гидрогеохимического фона, подземные воды. На территории Астраханского месторождения зоны с повышенной газо- и водопроницаемостью имеют сложную конфигурацию, что затрудняет организацию слежения.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Питьева К.Е.* Гидроэкологические исследования в районах нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1999. 199 с.
2. *Питьева К.Е., Гоман А.В., Серебряков А.О.* Геохимия подземных вод в условиях освоения нефтегазовых месторождений. Астрахань, 2006. 222 с.