7. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ В СИСТЕМЕ ВОДА – ПОРОДА

DOI.10.31554/978-5-7925-0584-1-2020-320-323

Геологические и гидрогеологические закономерности нефтегазообразования рифтогенных впадин Восточного Забайкалья

Барабашева Е.Е., Пикатова М.В.

Забайкальский государственный университет, Чита, Россия, E-mail: barabasheva@mail.ru

АННОТАЦИЯ: В работе, согласно гидрогеологическим поисковым критериям, рассмотрены Ононская и Читино-Ингодинская рифтогенные впадины, как потенциальные источники углеводородного сырья.

Barabasheva E. E., Pikatova M. V.

Zabaykalsky state University, Chita, Russia, E-mail: barabasheva@mail.ru

ABSTRACT: According to hydrogeological search criteria, the Onon and Chitino-Ingodinskaya rift basins are considered as potential sources of hydrocarbon raw materials.

ВВЕДЕНИЕ

Наличие любых месторождений углеводородного сырья определяют следующие условия: присутствие нефтепроизводящих пород, богатых органическими веществами; присутствие пористых пород (коллектора), которые пропитаны нефтью и являются ее вмещителями; благоприятные тектонические структуры; наличие нефтепроницаемой кровли над пластами нефтеносных пород. Рифтогенные угленосные впадины Забайкалья полностью соответствуют вышеприведенным условиям.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Рассмотрение геологического строения рифтогенных впадин Забайкалья свидетельствует о том, что наиболее перспективными являются межгорные тектонические впадины, где в нижних горизонтах присутствуют соленоводные осадки глинисто-известкового состава, сверху перекрытые мощной песчано-глинистой, нередко угленосной, толщей. Подтверждением этого может служить открытие в окрестностях с. Мангут месторождения нефтяных битумов с содержанием – 3-10%. Эти битумы относятся каустобиолитам нефтяного ряда. О закономерностях нефтегазообразования рифтогенных впадин Восточного Забайкалья свидетельствует повышенная степень битуминизации органического вещества и прослой бурых и каменных углей, говорящих о параллельно протекающих процессах углефикации и битуминизации. По-видимому, здесь имеет место два типа нефти и углеводородного сырья – ювенильный, поступающий из глубинных недр, и органогенный, сформировавшийся в осадочных толщах. Наиболее перспективными среди рифтогенных впадин Забайкальского края являются Читино-Ингодинская и Ононская впадины.

Гидрогеохимические показатели Ононской впадины включают гидрокарбонатно-натриевый тип подземных вод с общей минерализацией до 1 г/л, иногда встречаются солоноватые воды с минерализацией до 5 г/л [2,3].

В Читино-Ингодинской впадине подземные воды по химическому составу относятся к гидрокарбонатному типу. Минерализация вод низкая, наблюдается её незначительное увеличение и изменение состава от поверхности по оси бассейна к зоне «застойного режима» [5].

Сравнение этих рифтогенных впадин проводилось по данным фоновых материалов с использованием разработанной системы эволюционно-генетических гидрогеологических критериев прогноза нефтегазоносности седиментационных бассейнов по Ю.А. Зытнеру [4]. Сравнительные характеристики впадин представлены в таблицах 1 и 2.

Таким образом, из вышеприведенных таблиц следует, что гидрогеологические критерии для Ононской впадины являются более благоприятными для нефтеобразования [1]. Об этом свидетельствует тип подземных вод (гидрокарбонатно-натриевый, сульфатно-натриевый, хлоркальциевый), высокая концентрация органического вещества ($C_{орг}$) как в породах, так и в растворенном состоянии, метановая газификация. Для впадины имеется один цикл седиментации и закрытый характер инфильтрационной стадии, локальное аномально высокое пластовое давление. Метаморфизация средняя с коэффициентом $r_{Na/rCl}$ менее 0,73. Доля уплотнения глинистых пород более 25%.

Для Читино-Ингодинской впадины условия нефтеобразования менее благоприятны [1]. Свидетельство этого – наличие пресных вод гидрокарбонатно-магниевого и гидрокарбонат-

но-натриевого типа с минерализацией до 1 г/л. Для впадины имеется один цикл седиментации, литологический и фациальный состав седиментационного бассейна – терригенно-карбонатный на стадии раннего диагенеза. Характер ин-

фильтрационной стадии открытый с низким содержанием йода, брома и аммония. Динамика погружения и отжатия вод - неравномерная.

Таблица 1. Эволюционно-генетические гидрогеологические критерии прогноза нефтегазоносности седиментационного бассейна Ононской впадины

Критерии	Условия нефтегазоносности	
	благоприятные	малоблагоприятные
Генетические		
Структура СБ по водоносным комплексам и гидрогеологическим этапам		Моногенная – отсутствие изолированных гидрогеологических бассейнов внутри СБ
Количество циклов седиментации	1	
Расчлененность разреза осадочного чехла	Соответствие гидрогеологических комплексов одному циклу седиментации	
Литологический и фациальный состав осадочного выполнения СБ	Терригенные	
Стадии диагенеза – отжатия вод		Диагенез и ранний катагенез (пластово-поровые и пластово-трещинные воды)
Доля уплотняющихся глинистых пород в осадочном выполнении СБ	Более 25%	
Перспективная оценка	Условия нефтегазоносности зависят от зрелости и истории развития гидрогеологических систем СБ	
Эволюционно-динамические		
Характер инфильтрационной стадии	Закрытые, закрытые по нижним горизонтам для юрско-мелового гидрогеологического этапа	
Динамика погружения пород и отжатия из них вод: - во времени	Относительно равномерная	
- по площади бассейна	Неравномерная, наиболее интенсивная в центральных частях СБ	
Перспективная оценка	Условия нефтегазоносности зависят от закрытости водоносных комплексов	
Газогидрогеохимические		
Тип подземных вод	Хлоркальциевый	Гидрокарбонатно-натриевый, сульфатно-натриевый
Тип водорастворенных газов	Метановый, азотно-метановый с повышенной газонасыщенностью	
Состав и количество Сорг	По свитам: бырчинская - 10,5%, тургинская - 42,1%, мангутская - 47,4%. По литологическим разностям: аргиллиты - 35,6%, алевролиты - 24,6%, песчаники - 17,6%, конгломераты и брекчии - 21,9%.	
Состав и количество водорастворенного органического вещества	Сорг > 3,0 мг/л, повышенное содержание ОВ в толщах бассейна	
Состав и количество водорастворенных биогенных элементов		J < 4,0 мг/л, Br < 50,0 мг/л, низкое содержание аммония
Минерализация вод	M > 150 г/л	
Метаморфизм вод	rNa/rCl < 0,73	
Гидрогеологическая закрытость	Локальное аномально высокое пластовое давление	
Перспективная оценка	Условия нефтегазоносности улучшаются по мере увеличения водорастворенных биогенных, органических компонентов, углеводородной газонасыщенности вод, минерализации, гидрогеологической закрытости недр и метаморфизма вод	

Таблица 2. Эволюционно-генетические гидрогеологические критерии прогноза нефтегазоносности седиментационного бассейна Читино-Ингодинской впадины

Критерии	Условия нефтегазоносности	
	благоприятные	малоблагоприятные
Генетические		
Структура СБ по водоносным комплексам и гидрогеологическим этажам		Моногенная – отсутствие изолированных гидрогеологических бассейнов внутри СБ
Количество циклов седиментации	1	
Расчлененность разреза осадочного чехла	Соответствие гидрогеологических комплексов одному циклу седиментации	-
Литологический и фациальный состав осадочного выполнения СБ		Терригенно-карбонатные
Стадии диагенеза – отжатия вод		Диагенез и ранний катагенез
Доля уплотняющихся глинистых пород в осадочном выполнении СБ	Более 25%	
Перспективная оценка	Условия нефтегазоносности зависят от зрелости и истории развития гидрогеологических систем СБ	
Эволюционно-динамические		
Характер инфильтрационной стадии		Открытые
Динамика погружения пород и отжатия из них вод: - <i>во времени</i>		Неравномерная, прерывистая
- <i>по площади бассейна</i>		Равномерная, наиболее интенсивная в краевых открытых частях бассейна
Перспективная оценка	Условия нефтегазоносности зависят от закрытости водоносных комплексов	
Газогидрогеохимические		
Тип подземных вод		Гидрокарбонатно-натриевые и магниевые
Тип водорастворенных газов	Метановый, азотно-метановый с повышенной газонасыщенностью	
Состав и количество Сорг	По свитам: улангинская -3,99%, тургинская – 16,08%. По литологическим разностям: аргиллиты – 16,1%, песчаники- 5,79%, известняки – 0,81%.	
Состав и количество водорастворенного органического вещества	Сорг > 3,0 мг/л, повышенное содержание ОВ в толщах бассейна	
Состав и количество водорастворенных биогенных элементов		J < 4,0 мг/л, Br < 50,0 мг/л, низкое содержание аммония
Минерализация вод		M < 20,0 г/л (0,1 г/л)
Метаморфизм вод	rNa/rCl < 0,73	
Гидрогеологическая закрытость	Локальное аномально высокое пластовое давление	
Перспективная оценка	Условия нефтегазоносности улучшаются по мере увеличения водорастворенных биогенных, органических компонентов, углеводородной газонасыщенности вод, минерализации, гидрогеологической закрытости недр и метаморфизма вод	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно гидрогеологическим поисковым критериям обе рифтогенные впадины можно рас-

смаивать, как потенциальный источник углеводородного сырья.

Для дальнейших поисков нефти и газа на территории Ононской и Читино-Ингодинской впадин рекомендуется провести комплекс геолого-

разведочных исследований, включающий: 1) использование геотермодинамических и геохимических методов; 2) проведение детального геологического и геофизического картирования поднадвиговых структур; 3) проведение сейсмических исследований на самых перспективных поднадвиговых структурах; 4) при получении положительных результатов применить заложение глубинного колонкового бурения. Выполнение вышеперечисленных задач поможет составить прогнозную карту Забайкальского края на углеводородное сырье.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вагин, С.Б. Нефтегазовая гидрогеология / С.Б. Вагин. – Москва: Недра, 1992. – 208 с.
2. Геологический отчет о результатах колонкового бурения в Ононской впадине по работам 1965-1967 гг. Том 1. – ЧГУ, 1968. ТГФ «Читагеология», 1968.
3. Дмитроченко Н.К., Семин В.И. и др. – Геологическое строение верхнего течения р. Онон /Отчет о геолого-съёмочных и поисковых работах масштаба 1:50000, проведенных Мангутской партией в 1962-1963г. ТГФ «Читагеология», 1963.
4. Зытнер, Ю.И. Эволюционно-генетические гидрогеологические критерии прогноза нефтегазоносности седиментационных бассейнов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – Т. 1. – С. 324-336.
5. Отчет Кыринской гидрогеологической партии о проведении гидрогеологической съемки масштаба 1:200000 на площади листа М-49-XXIII в 1963-1965 гг. – Фонды ЧГУ, 1966.