

УДК 553.98.045. (470.1)

Зытнер Ю.И., Чибисова В.С.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

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.

Установлены основные гидрогеологические параметры оценки перспектив нефтегазоносности, характеризующие особенность развития гидрогеологических систем седиментационных бассейнов в зависимости от литологического состава их осадочного выполнения и истории геологического развития. Это позволяет разработать систему генетическо-эволюционных гидрогеологических критериев прогноза нефтегазоносности и сделать прогноз нефтегазоносности по водоносным комплексам севера Тимано-Печорской провинции.

Ключевые слова: *подземные воды, седиментационный бассейн, газогидрогеохимический показатель, гидрогеологический критерий, прогноз нефтегазоносности, Тимано-Печорская провинция.*

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 нефтегазоносной 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, Н.М. Невская, Ю.И. Зытнер и др. Полученные ими результаты оказались достаточными и, наряду с другими геологическими методами, во многом послужили основой открытия новых месторождений или продуктивных горизонтов.

В настоящее время в провинции значительные объёмы геологоразведочных работ проводятся на её севере, на территории Ненецкого автономного округа (рис. 1). Эта территория в значительной степени малоизученна, поэтому прогноз нефтегазоносности по гидрогеологическим данным на зональном и даже региональном уровне представляет значительный интерес.

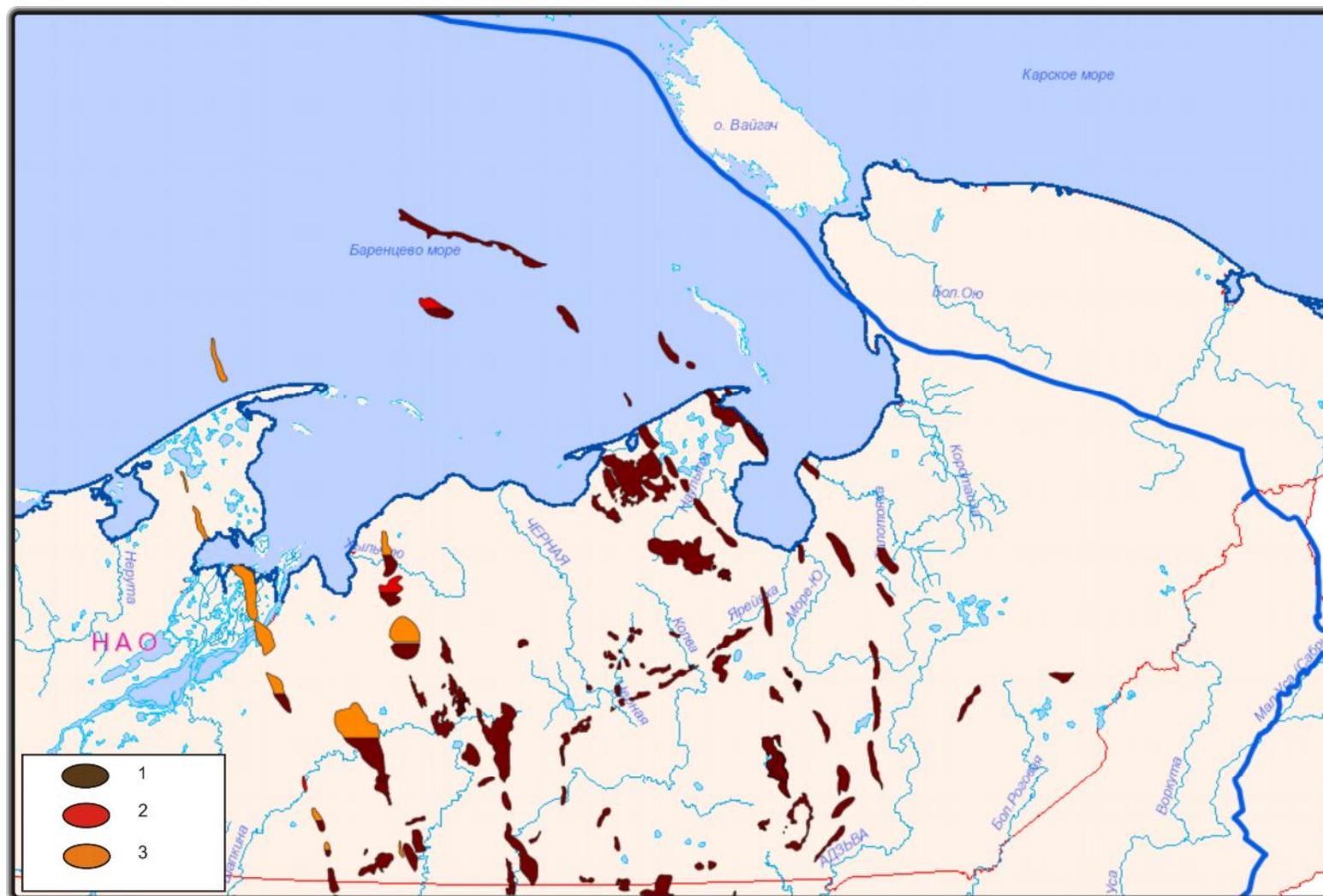


Рис. 1. Обзорная карта севера Тимано-Печорской провинции

Месторождения: 1 – нефтяные, 2 – газовые, 3 – газоконденсатные.

Ранее авторами уже проводился прогноз нефтегазоносности по гидрогеологическим данным территории ТПП и Мезенской потенциально нефтегазоносной провинции (ПНГП). Основные результаты этих исследований опубликованы [Аминов и др., 1987; Топливо-энергетическая база..., 1991; Перспективы нефтегазоносности..., 1991]. 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. В общем виде прогноз нефтегазоносности проводится нами по следующим направлениям [Зытнер, 2006].

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 неё входят: расположение района в системе бассейна, условия формирования, сохранения залежей и др. Являются косвенными и характеризуют благоприятные геологические и гидрогеологические условия формирования, сохранения и наличия залежей.

Вторую группу показателей нефтегазоносности составляют генетические взаимосвязи между определёнными типами подземных вод и скоплениями нефти и газа. Они обусловлены физическим и химическим взаимодействием вод, углеводородов и сопутствующих им водорастворённых компонентов преобразования органических веществ в условиях генерации, миграции и аккумуляции нефти и газа, сохранения и разрушения их залежей. В нее входят общая минерализация, закрытость недр (Cl/Br , $Br*100/H$, где H – глубина водоносного горизонта в м), метаморфизация вод (коэффициенты rNa/rCl и др.

Важное значение при прогнозе имеет одержание сульфатов и некоторые другие характеристики вод. По В.А.Кротовой, показатель $SO_4*100/Cl < 0,05$ характерен для зон промышленной нефтегазоносности (Волго-Уральская область). Зоны весьма высокого недонасыщения вод сульфатами, как правило, приурочены к участкам распространения нефтяных и газовых месторождений. Однако сульфаты как показатели нефтегазоносности

теряют силу в случае залегания вод в соленосных и гипсоносных отложениях вследствие постоянного пополнения сульфатов в процессе их восстановления.

Коэффициент Cl/Br имеет следующие градации: более 300, 300-200, 200-150, менее 150. Первое значение характерно для опресненных, соленых вод с минерализацией менее 35 г/л; четвертое – для крепких рассолов, определяющих застойные условия, благоприятные для формирования нефтяных и газовых месторождений.

Важное значение при прогнозе имеет также коэффициент rNa/rCl . Если $rNa/rCl > 0,87$, то воды либо инфильтрогенные, либо седиментогенные из опреснённых внутренних водоёмов (типа вод Каспия). Если $rNa/rCl < 0,87$, то воды седиментогенные морские, подвергшиеся метаморфизации, либо сильно метаморфизованные инфильтрогенные. Второе значение коэффициента характерно для вод, сопутствующих нефтегазонакоплению. Однако следует отметить, что при наличии в разрезе галогенных отложений коэффициент rNa/rCl достигает значений 0,90-1,0, несмотря на присутствие залежей УВ.

Третья группа показателей нефтегазоносности. Главными в этой группе являются газовые: газонасыщенность, содержание метана, тяжелых гомологов, их соотношения и отношения к содержанию азота, упругость ВРГ и др. На втором месте стоят органохимические показатели, основанные на содержании компонентов водорастворённого органического вещества - Сорг.хл., Сорг.общ., низкомолекулярные ароматические углеводороды, фенолы, карбоновые и нафтенновые 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). Показатели третьей группы являются прямыми и косвенными.

Состав растворённых газов относится к региональному показателю нефтегазоносности. Отложения считаются перспективными, если состав растворённых газов метановый, азотно-метановый и метаново-азотный, в последних случаях при значительном содержании безаргонного азота. Тяжелые углеводороды встречаются только в водах, контактирующих с газонефтяными залежами; при увеличении их содержания до 5-8% следует ожидать нефтяную залежь. Обнаружение пентана в составе газа однозначно указывает на непосредственную связь вод с нефтяной залежью.

Совокупность этих и других геологических факторов (дифференцированность тектонических движений, наличие для отдельных водоносных комплексов «открытых» и «закрытых» инфильтрационных стадий, соотношения в разрезах водоносного комплекса

коллекторских и неколлекторских толщ и т.д.) и определяет реальную эволюционно-генетическую особенность развития гидрогеологических систем седиментационных бассейнов. Всё это позволило разработать систему эволюционно-генетических гидрогеологических критериев прогноза нефтегазоносности седиментационных бассейнов (табл. 1).

В настоящей работе основное внимание мы уделим **газогидрогеохимическим критериям**.

Рассмотрим отдельно некоторые показатели химического состава подземных вод: **минерализация вод, содержание J, Br⁻, NH₄⁻, HCO₃⁻**, выбор которых обусловлен их генезисом и взаимосвязью с формированием залежей нефти и газа.

Минерализация. Очень большое влияние на гидрогеологические условия в ловушках оказывают, безусловно, сами нефтегазовые и газовые залежи.

Механическое влияние видно, хотя бы, по сгущению гидроизопъез вблизи залежей. Это влияние залежей на воды тем больше, чем больше размеры залежей по отношению к живому сечению подземного потока. Создавая препятствие на пути движения вод, дополнительно усиливая застойность, залежи могут тем самым влиять на химический состав вод.

Есть предположения, что рост минерализации вод в приконтурных зонах связан также с физическим воздействием самих нефтегазовых залежей: часть воды увлекается газом, который выделяется из залежи и уходит вверх, соленость же воды, оставшейся в пласте повышается.

Ловушки, заключающие нефтегазовые и газовые залежи, имеют некоторые гидрогеологические особенности, проявляющиеся в гидрохимических, гидравлических и других показателях; наиболее известны гидрохимические особенности.

Увеличение минерализации и метаморфизации вод в ловушках может объясняться тем, что места расположения нефтегазовых залежей (ловушек) отличаются более застойными гидрогеологическими условиями, представляют собой застойные участки, локальные застойные зоны внутри водоносных комплексов, характеризующихся, в общем, относительно значительной подвижностью вод. Ловушки для нефти и газа являются также ловушками и для вод: воды в них застаиваются, а подземные потоки обходят их. В ловушках могут сохраняться более древние воды, оставшиеся от предыдущих этапов и древних гидрогеологических циклов, тогда как остальные части пласта заполнились более молодыми водами. Поэтому воды в ловушках по сравнению с другими частями пласта больше метаморфизованы.

Таблица 1

Эволюционно-генетические гидрогеологические критерии прогноза нефтегазоносности седиментационных бассейнов
[Зытнер, 2006]

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 цикла седиментации	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: -во времени	Относительно равномерная	Неравномерная, прерывистая
-по площади бассейна	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, Вг > 200,0 мг/л, повышенное содержание аммония	J < 4,0 мг/л, Вг < 50,0 мг/л, отсутствие аммония
Минерализация вод	M > 150,0 г/л	M < 20,0 г/л
Гидрогеологическая закрытость недр	(Вг·100)/Н > 15	(Вг·100)/Н < 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 водорастворённых биогенных, органических компонентов, углеводородной газонасыщенности вод, минерализации, гидрогеологической закрытости недр и метаморфизма вод.	

Среди микрокомпонентов в составе подземных вод в Тимано-Печорской провинции в плане прогноза нефтегазоносности и оценки условий сохранности возможных залежей УВ используются, в основном, следующие микрокомпоненты.

Йод. В водах содержится в виде иона J. Он распространен очень неравномерно. Обычно этот элемент считается одним из характерных компонентов вод нефтегазовых месторождений. Однако значительные количество йода содержатся не во всех водах нефтегазовых месторождений, а иногда большие концентрации его наблюдаются в водах не нефтегазоносных районов (например, в минеральных источниках Савойи до 100 мг/л).

По своему происхождению йод является преимущественно биогенным. Он концентрируется некоторыми морскими водорослями – ламинариями и другими, а также губками и кораллами в тысячи раз по сравнению с его содержанием в морской воде. При отмирании этих морских организмов их остатки переходят в осадки и седиментационные воды. Йод, большая часть которого содержится в организмах в водорастворённой форме, в основном переходит в седиментационные воды, отчасти остается в составе органических веществ. Так как часть органических веществ в дальнейшем участвует в нефтеобразовании, средой которого служат седиментационные воды, то йод часто ассоциируется с нефтью, но далеко не всегда. В ряде случаев нефтегазообразование может, вероятно, происходить за счёт веществ, содержащих мало йода. Наконец, концентрации йода могут со временем рассеяться, а нефтегазовые залежи сохраниться или же наоборот.

Бром (в виде Br⁻) в подземных рассолах и водах содержится в значительно больших количествах, чем йод. В рассольных водах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции его содержание приближается к 1000 мг/л и выше. При этом, в отличие от йода, его содержание прямо зависит от минерализации и метаморфизации вод и рассолов, т.е. от состояния застойности подземных вод. В большинстве случаев содержание брома возрастает с увеличением общей минерализации и метаморфизации вод.

С нефтеносностью и вообще органическими веществами основная масса брома подземных рассолов и вод не связана. Это тоже отличает бром от йода. Но так как в нефтегазовых месторождениях часто встречаются высокометаморфизованные воды и рассолы, там нередко наблюдаются и скопления брома.

Относительно небольшая часть брома аналогично йоду имеет биогенный характер. Биогенный бром, как и йод, связан с морскими организмами. Некоторые кораллы, например, содержат до нескольких процентов брома, но, как и йод, биогенный бром не всегда связан с нефтегазовыми месторождениями.

Аммоний (NH_4^+). Почти весь аммоний в природных водах имеет биогенное происхождение. В водах нефтегазовых месторождений он частично генетически связан с нефтями, но в других случаях накапливается при преобразовании захоронённых азотсодержащих органических веществ, которое не обязательно сопровождается нефтеобразованием.

Так как нефтегазообразование сопровождается накоплением в водах аммония, то высокая концентрация его в последних является положительным признаком наличия нефти и газа.

Содержание аммония в водах нефтегазоносных отложений часто превышает 100 мг/л.

Гидрокарбонат-ион (HCO_3^-). Достаточно часто залежи углеводородов сопровождаются водами с повышенной концентрацией диоксида углерода. Подобное явление отмечалось в водах месторождений Средней Азии, Предкавказья, Прикаспийской впадины. Образование углекислых ореолов рассеяния связано с диффузией углекислого газа из залежей, что доказывается, как отмечает Н.М. Невская (1972), повышенной упругостью диоксида углерода в залежах по сравнению с упругостью в водах.

Наличие в водах нефтяных месторождений окислителей, таких как SO_4 и органических веществ, характеризующихся значительным восстановительным потенциалом, приводит к окислению последних до диоксида углерода, растворению его в водах, и, соответственно, обогащению подземных вод гидрокарбонат-ионом.

Все вышеизложенное позволило разработать для севера ТПП следующие гидрогеологические показатели регионального и зонального прогноза нефтегазоносности (табл. 2).

Гидрогеологические показатели, характеризующие условия нефтегазоаккумуляции и сохранности залежей углеводородов

Условия нефтегазоаккумуляции

Весьма благоприятные. Крепкие рассолы хлоркальциевого типа с минерализацией более 150 г/л. Высокие значения йода ($>20,0$ мг/л), брома ($>200,0$ мг/л), бикарбонатов, водорастворённого органического вещества, аммония. Метановые ВРГ с высокими значениями газового фактора, $>1,0$ м³/м³.

Благоприятные. Крепкие, средние рассолы хлоркальциевого типа с минерализацией 100-150 г/л. Высокие и повышенные значения йода ($>15,0$ мг/л), брома ($>150,0$ мг/л), бикарбонатов, водорастворённого органического вещества, аммония. ВРГ метановые, азотно-метановые с повышенными значениями газового фактора, 0,6-1,0 м³/м³.

Прогноз нефтегазоносности по гидрогеологическим данным нефтегазоносных комплексов севера Тимано-Печорской провинции

Критерии оценки нефтеперспективности геологического объекта	Критерии условий образования и сохранности залежей УВ	Показатели оценки критерия	Ранг перспективности				
			весьма благоприятные условия для образования и сохранения залежей УВ	благоприятные условия для образования и сохранения залежей УВ	малоблагоприятные условия для образования и сохранения залежей УВ	неблагоприятные условия для образования и сохранения залежей УВ	
Гидрогеологический	Критерии условий образования залежей УВ	Гидрогеохимический	Химический состав и тип подземных вод	Крепкие рассолы хлоркальциевого типа с минерализацией более 150 г/л	Крепкие, средние рассолы хлоркальциевого типа с минерализацией 100-150 г/л	Слабые рассолы хлоркальциевого типа, соленые воды сульфатно-натриевого и гидрокарбонатно-натриевого типов с минерализацией 10-100 г/л	Солоноватые и пресные воды сульфатно-натриевого и гидрокарбонатно-натриевого типов с минерализацией менее 10 г/л
			Макро- и микроэлементы	Высокие значения йода (>20,0 мг/л), брома (>200,0 мг/л), бикарбонатов, водорастворенного органического вещества, аммония	Высокие и повышенные значения йода (>15,0 мг/л), брома (>150,0 мг/л), бикарбонатов, водорастворенного органического вещества, аммония	Пониженные значения йода (до 15,0 мг/л), брома (20,0-150,0 мг/л), бикарбонатов, водорастворенного органического вещества, аммония. Повышенные значения сульфатов	Низкие значения йода (<4,0 мг/л), брома (<20,0 мг/л), бикарбонатов, водорастворенного органического вещества, аммония. Высокие значения сульфатов
			Состав водорастворенных газов	Метановые с высокими значениями газового фактора, >1,0 м ³ /м ³	Метановые, азотно-метановые с повышенными значениями газового фактора, 0,6-1,0 м ³ /м ³	Азотно-метановые, метаново-азотные со значениями газового фактора, 0,2-0,6 м ³ /м ³	Метаново-азотные, азотные, кислые со значениями газового фактора менее 0,2 м ³ /м ³
		Гидродинамический	Гидродинамические условия, режим подземных вод	Весьма благоприятные гидродинамические условия. Застойный режим подземных вод	Благоприятные гидродинамические условия. Весьма замедленный режим подземных вод	Малоблагоприятные гидродинамические условия. Замедленный режим подземных вод	Неблагоприятные гидродинамические условия. Активный режим подземных вод
		Палеогидродинамика	Палеогидродинамические условия, палеорежим подземных вод	Существование элизионного режима подземных вод, палеоскорости вод меньше тех, при которых происходит полный унос нефти, наличие пьезоминимума, преимущественно седиментогенный тип вод во время ГФН	Преобладание инфильтрационных процессов, весьма высокие палеоскорости движения вод, способных вымыть УВ из ловушек, развитие преимущественно инфильтрационного типа вод в пластах во время ГФН с высоким содержанием свободного кислорода и сульфатов, наличие палеомаксимума		
		Временной геологический	Условия сохранности залежи	Развитие геологического объекта после образования залежи	Гидродинамическая зона - весьма затрудненного водообмена, минерализация (М)- более 150,0 г/л, Коэффициент гNa/гCl - менее 0,73 (до 0,99 в сульфатных толщах), тип вод - хлоркальциевый, гидрогеологическая закрытость недр (Bg*100/H, где H - глубина, м) очень высокая ->15,0, коэффициент - SO ₄ *100/Cl - <1-1,7, коэффициент М* 100/H - до 5-10, Cl/Bg - 150-200. Характер УВ залежи - легкая нефть, газ, газоконденсат	Начальная стадия разрушения залежи. Промежуточная гидродинамическая зона - весьма затрудненного водообмена, минерализация - 100-150,0 г/л. Коэффициент гNa/гCl - 0,73-0,87, тип вод - хлоркальциевый, гидрогеологическая закрытость недр (Bg*100/H) - 7,0-15,0, коэффициент - SO ₄ *100/Cl - <1-9, коэффициент М* 100/H - 3-10, Cl/Bg - <300. Характер УВ залежи - тяжелая нефть, нефтепроявления, вторичные залежи нефти, газа, газоконденсата	Стадия активного разрушения. Промежуточная гидродинамическая зона - встреча двух разнонаправленных потоков, минерализация - 10-100 г/л, Коэффициент гNa/гCl - 0,87-1,0, тип вод - различный, в том числе - хлор-магниевый, гидрогеологическая закрытость недр (Bg*100/H) - 3,0-7,0, коэффициент - SO ₄ *100/Cl - более 2,0 (17-40 для хлор-магниевых вод), коэффициент М* 100/H - 0,3-3,0, Cl/Bg - 300-375. Характер УВ залежи - тяжелая нефть, нефтепроявления, отсутствие залежей

Малоблагоприятные. Слабые рассолы хлоркальциевого типа, соленые воды сульфатно-натриевого и гидрокарбонатно-натриевого типов с минерализацией 10-100 г/л. Пониженные значения йода (до 15,0 мг/л), брома (20,0-150,0 мг/л), бикарбонатов, водорастворенного органического вещества, аммония. Повышенные значения сульфатов. ВРГ азотно-метановые, метаново-азотные со значениями газового фактора, 0,2-0,6 м³/м³.

Неблагоприятные. Солоноватые и пресные воды сульфатно-натриевого и гидрокарбонатно-натриевого типов с минерализацией менее 10 г/л. Низкие значения йода (<4,0 мг/л), брома (<20,0 мг/л), бикарбонатов, водорастворенного органического вещества, аммония. Высокие значения сульфатов. ВРГ метаново-азотные, азотные, кислые со значениями газового фактора менее 0,2 м³/м³.

Условия сохранности залежей УВ

Весьма благоприятные. Гидродинамическая зона - весьма затруднённого водообмена, минерализация (М)- более 150,0 г/л, Коэффициент гNa/гCl - менее 0,73 (до 0,99 в сульфатных толщах), тип вод - хлоркальциевый, гидрогеологическая закрытость недр (Br*100/H, где H - глубина, м) очень высокая ->15,0, коэффициент - SO₄*100/Cl - <1-1,7, коэффициент М* 100/H - до 5-10, Cl/Br - 150-200. Характер УВ залежи - лёгкая нефть, газ, газоконденсат.

Благоприятные. Начальная стадия разрушения залежи. Промежуточная гидродинамическая зона - весьма затруднённого водообмена, минерализация - 100-150,0 г/л. Коэффициент гNa/гCl - 0,73-0,87, тип вод - хлоркальциевый, гидрогеологическая закрытость недр (Br*100/H) -7,0-15,0, коэффициент - SO₄*100/Cl - <1-9, коэффициент М* 100/H - 3-10 , Cl/Br - <300. Характер УВ залежи - тяжёлая нефть, нефтепроявления, вторичные залежи нефти, газа, газоконденсата.

Малоблагоприятные. Стадия активного разрушения. Промежуточная гидродинамическая зона - встреча двух разнонаправленных потоков, минерализация - 10-100 г/л, Коэффициент гNa/гCl - 0,87-1,0, тип вод - различный, в том числе - хлор-магниевый, гидрогеологическая закрытость недр (Br*100/H) -3,0-7,0, коэффициент - SO₄*100/Cl - более 2,0 (17-40 для хлор-магниевых вод), коэффициент М* 100/H - 0,3- 3,0 , Cl/Br - 300-375. Характер УВ залежи - тяжёлая нефть, нефтепроявления, отсутствие залежей.

Неблагоприятные. Зона свободного водообмена, минерализация - <10 г/л, Коэффициент Na/Cl >1, тип вод - гидрокарбонатно-, и/или сульфатно-натриевый, коэффициент - SO₄*100/Cl - >40, коэффициент М*100/H - <1, характер УВ залежи - отсутствие залежей. Метаново-азотные, азотные, кислые ВРГ со значениями газового фактора менее 0,2 м³/м³.

Характеристика разреза осадочного чехла севера Тимано-Печорской провинции по гидрогеологическим данным

На севере ТПП выделяются следующие водоносные комплексы и флюидоупоры [Данилевский, Складова, Трифачев..., 2003; Подземные воды..., 1989 и др., с дополнениями].

- водоносный комплекс четвертичных отложений (Q);
- водоносный комплекс терригенных нижнемеловых отложений (K_1);
- верхнеюрско-нижнемеловой терригенный флюидоупор (J_3-K_1);
- водоносный комплекс терригенных ниже-среднеюрских отложений (J_{1+2});
- водоносный комплекс терригенных триасовых отложений (T);
- чаркабожский терригенный флюидоупор нижнего триаса (T_{1cb});
- водоносный комплекс терригенных кунгурско-нижнетриасовых отложений ($P_{1k}-T_{1cb}$);
- кунгурский терригенный флюидоупор нижней перми (P_{1k});
- водоносный комплекс карбонатных нижнекаменноугольно-нижнепермских отложений ($C_{1pr}-P_{1ar}$);
- тарусско-стешевский флюидоупор нижнего карбона (C_{1tr+st});
- водоносный комплекс терригенно-карбонатных верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений (D_3dm-C_{1s});
- тимано-саргаевский терригенный флюидоупор верхнего девона (D_3tm+sr);
- водоносный комплекс среднедевонско-нижнефранских терригенных отложений ($D_2-D_3f_1$);
- водоносный комплекс терригенно-карбонатных ордовикско-нижнедевонских отложений (O- D_1).

В тектоническом плане исследуемая территория охватывает земли Малоземельско-Колгуевской моноклинали, Шапкина-Юрьяхинского вала, Колвинского мегавала, Хорейверской впадины, Варандей-Адзьвинской структурной зоны. Характерный состав подземных вод по комплексам представлен в табл. 3.

Физико-химическая характеристика пластовых вод севера Тимано-Печорской провинции

п/п	Наименование структуры	№ скв.	Интервал. опробования, м		рН	Общая минерализация	Химический состав, мг/л										Характерные гидрогеологические коэффициенты					Плотность пластовых вод, г/см ³ ст. усл.
			от	до			г/л	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Br ⁻	Γ	Cl/Br	Br*100/H	M*100/H	SO ₄ x100/Cl	rNa/rCl	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Водоносный комплекс юрско-меловых отложений (J-K)																						
Лайский вал																						
2	Лаявожская	39	770	787		53,5	5600,0	899,6	13542,9		33370,0	10,7	1,5	82,1	8,4	406	10,54	6,87	0,03	0,63	9,7	1,04
Малоземельско-Колгуевская моноклираль																						
3	Нарьян-Марская	5	395	404	7,0	7,2	214,0	18,7	2569,3		4350,5	16,5	15,8	5,6	8,3	777	1,40	1,20	0,4	0,91	0,7	1,00
Шапкина-Юрьянский вал																						
4	Кумжинская	6	65	92	8,3	16,6	296,6	494,9	5085,0	90,7	10054,0	7,4	263,7	42,0	4,23	239	53,5	13,3	0,1	0,80	9,9	1,01
5	Кумжинская	134	1248	1267	7,4	40,0	2819,5	495,0	11640,0	44,0	24773,9	13,9	34,2	82,6	16,9	300	6,6	3,2	0,3	0,84	4,9	1,03
6	Коровинская	42	185	199	8,2	12,7	551,1	136,8	4020,9	36,0	7455,8	120,0	91,50	12,0	2,5	265	6,2	6,6	0,8	0,84	4,8	1,01
7	Ванейвисская	6	1092	1114	7,7	23,7	1520,0	170,2	7362,3		14377,5	89,3	2,0	96,2	5,1	150	8,7	2,1	0,6	0,79	19,0	1,02
Колвинский мегавал																						
8	Хыльчюуская	50	1408	1580	8,3	40,2	3032,5	495,0	11640,0	44,0	24773,9	13,9	34,2	82,6	16,9	300	5,5	1,8	0,1	0,73	4,9	1,03
9	Саругаюская	67	1585	1601	5,8	45,0	4665,3	235,8	12000,0	50,0	27738,8	23,9	69,6	87,9	21,2	316	5,5	1,9	0,1	0,67	4,2	1,03
Хорейверская впадина																						
10	Оленья	4	951	971	7,8	12,4	551,1	136,8	4020,9	36,0	7455,8	120,0	91,50	12,0	2,5	622	1,2	0,9	1,2	0,83	4,8	1,01
Вал Сорокина																						
11	Северо-Сорокинская	110	1335	1337	7,1	37,5	4781,9	235,8	8750,0	289,6	23125,8	13,8	113,5	71,9	6,3	322	5,4	1,9	0,04	0,60	11,3	1,03
Водоносный комплекс кунгурско-нижнетриасовых отложений (P1к-P1сb)																						
Шапкина-Юрьянский вал																						
12	Коровинская	71	1525	1534	5,5	53,4	4500,0	825,2	14500,0	200,0	33200,0	4,9	0,6	110,6	8,5	300	7,2	3,5	0,1	0,68	13,0	1,04
13	Кумжинская	133	1725	1730	6,0	52,7	2600,0	973,2	15500,0		32700,0	25,9	2,9	104,1	8,2	303	6,0	3,0	0,1	0,73	12,7	1,04
14	Ванейвисская	6	1559	1575	7,5	61,1	4760,0	1167,4	16952,6		37807,5	102,1	1,9	152,2	5,9	248	9,7	3,9	0,3	0,69	25,7	1,05
Лайский вал																						
15	Лаявожская	39	1100	1120		68,6	7000,0	1191,7	17473,6		42777,5	6,6	0,9	128,8	9,7	332	11,60	6,18	0,02	0,63	13,3	1,05
Колвинский мегавал																						
16	Саругаюская	70	1999	2014	6,6	52,6	4082,2	943,0	14500,0	105,5	32482,0	14,0	179,4	103,9	12,7	313	5,2	1,7	0,0	0,69	8,2	1,04
17	Северо-Харьгинская	12	1958	1993	6,6	57,9	5637,3	1060,9	14500,0	86,4	36278,7	18,5	118,4	114,6	10,6	317	5,8	1,9	0,1	0,63	10,8	1,04
18	Ярейюская	44	1736	1741	5,2	55,0	3304,6	942,8	16210,0	109,3	34140,8	11,5	46,4	93,2	10,6	366	5,4	2,1	0,0	0,74	8,8	1,04
Хорейверская впадина																						
19	Зап.Хоседаюская	3	1750	1844	4,5	49,5	5611,2	729,0	12050,0	56,5	30790,4	6,6	58,6	107,9	11,6	285	6,0	1,8	0,02	0,61	9,3	1,04
20	Урернырдская	30	1780,5	1832	7,9	47,4	4909,8	729,6	11999,8	100,0	28963,4	360,0	213,8	89,7	6,7	323	5,0	2,6	1,2	0,64	13,3	1,03
Водоносный комплекс нижнекаменноугольно-нижнепермских отложений (C1pr-P1ar)																						
Шапкина-Юрьянский вал																						
21	Коровинская	65	1874	1888	5,9	61,7	3194,0	1206,0	18400,0	300,0	38100,0	360,0	0,8	121,2	14,8	314	6,4	3,3	0,1	0,75	8,2	1,05
22	Кумжинская	12	2449	2460	6,6	143,4	6500,0	2359,0	46280,0		86500,0	1182,0	6,6	375,2	27,6	298	13,6	5,8	1,3	0,82	13,6	1,10
23	Ванейвисская	3	2436	2444	6,8	101,5	5760,0	1361,9	31429,0		61328,5	1332,0	6,1	204,7	8,46	300	8,4	4,2	2,2	0,79	24,2	1,08
Лайский вал																						
24	Лаявожская	28	2552	2611	6,2	126,7	6680,00	1544,30	39848,00		76217,50	1169,90	15,30	292,7	24,3	260	11,3	4,9	1,5	0,81	12,0	1,09

Продолжение табл. 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Лайский вал																						
25	Лаявожская	155	1869	1893	6,2	71,3	5760,0	1295,0	22723,0	39191,0	2000,0	100,0	132,3	8,9	296	7,0	3,8	5,1	0,58	14,9	1,07	
Хорейверская впадина																						
26	Сюрхаратинская	1	2503	2592	7,3	132,6	8553,1	2593,3	36960,0	750,0	82329,0	178,2	525,4	325,0	29,6	253	12,8	5,2	0,2	0,71	11,0	1,10
27	Северо-Хоседаюская	12	2333	2566	6,2	142,2	9719,4	2121,8	40810,0	945,6	86700,7	1102,8	88,5	370,3	12,7	234	15,1	5,8	1,3	0,73	29,2	1,10
Варандей-Адзввинская структурная зона																						
28	Седьягинская	12	1374	1408	7,1	83,8	5180,0	2541,4	23214,8	51757,0	319,7	518,5	167,1	11,4	310	12,0	6,0	0,6	0,69	14,6	1,06	
29	Ярейягинская	264	1412	1489	6,9	76,3	4870,7	1896,5	21479,1	46455,4	875,6	323,8	179,8	13,1	258	12,4	5,3	1,9	0,71	13,7	1,05	
30	Осовейская	265	1573	1580	6,8	81,4	4851,0	2086,3	23199,0	49585,0	957,6	486,8	182,2	12,3	272	11,6	5,2	1,9	0,72	14,8	1,06	
Водоносный комплекс верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений (D3dm-C1s)																						
Шапкина-Юрьянский вал																						
31	Коровинская	63	2401	2407	6,5	107,1	5300,0	1435,0	32500,0	1730,0	64100,0	1506,0	13,6	272,0	8,5	236	11,3	4,5	2,3	0,81	32,0	1,07
32	Ванейвисская	8	2645	2660	6,9	193,5	11760,00	1520,00	59807,4	118085,00	1471,52	2,50	403,9	14,4	292	15,2	7,3	1,2	0,78	28,1	1,13	
Лайский вал																						
33	Лаявожская	2	3162		5,90	165,5	9500,0	1525,5	51507,80	101032,0	1127,9	225,2	346,15	21,15	292	10,9	5,2	1,1	0,79	16,4	1,12	
Хорейверская впадина																						
34	Тюлисейская	80	2784	2850	6,2	83,6	5611,2	364,5	25000,0	750,0	48257,7	2559,5	555,3	165,2	10,5	292	5,9	2,0	5,3	0,80	15,7	1,06
35	Оленья	20	3633	3672	6,0	158,2	10108,2	1532,4	47100,0	14,4	97248,9	958,8	438,7	399,6	21,2	241	10,9	2,9	1,0	0,76	18,9	1,11
36	Сюрхаратинская	3	3550	3560	5,7	196,7	12024,0	1579,5	59340,4	2102,8	120592,0	792,50	229,4	500,8	24,0	239	14,1	3,7	0,7	0,77	20,8	1,14
37	Южно-Сюрхаратинская	10	3265	3275	5,4	194,3	12024,0	2673,0	56360,0	2378,0	118830,3	514,4	255,1	556,8	22,7	213	17,0	4,0	0,4	0,73	24,6	1,13
38	Верхнеколвинская	64	3271	3287	4,9	188,3	11663,3	2121,4	55380,0	2318,0	114822,1	755,1	95,2	499,5	25,4	230	15,2	3,8	0,7	0,75	19,7	1,13
39	Северо-Хоседаюская	2	3286	3302	4,7	195,6	11903,8	1925,0	58840,6	1660,4	119386,6	746,9	108,0	508,8	33,8	235	15,4	4,0	0,6	0,77	15,0	1,13
40	Западно-Хоседаюская	43	3084	3112	4,6	190,5	13226,4	1458,0	55900,4	1374,8	116761,3	872,7	30,5	492,8	28,3	237	15,9	4,1	0,7	0,75	17,4	1,13
41	Янемдейская	1	3502	3550	5,5	178,4	10220,4	1580,8	56294,1		108836,3	720,0	170,8	448,8	17,2	242	12,7	3,4	0,7	0,80	26,1	1,13
42	Западно-Ошкотынская	21	2964	2995	5,9	187,8	11274,5	2121,4	55780,0	1322,0	114677,9	1181,0	425,9	335,7	25,0	342	11,3	4,2	1,0	0,76	13,4	1,13
43	Ошкотынская	42	2933	2939	5,1	193,5	13426,8	1215,0	57660,5	1600,0	117462,9	909,7	107,4	506,2	23,7	232	17,2	4,4	0,8	0,76	21,4	1,14
44	Восточно-Сихорейская	16	3125	3137	5,8	193,2	13226,4	1458,0	56660,5	2427,7	117434,2	629,7	207,5	567,4	28,8	207	18,1	4,1	0,5	0,75	19,7	1,13
45	Восточно-Янемдейская	2	3294	3323	6,3	186,4	12024,0	1458,0	55180,4	2285,8	113188,7	743,0	356,4	551,5	24,5	205	16,7	3,8	0,7	0,76	22,5	1,13
46	Восточно-Колвинская	50	3521	3552	4,9	193,8	13218,4	1885,7	56800,0	1977,0	118173,7	588,4	58,0	506,2	52,9	233	14,3	3,6	0,5	0,74	9,6	1,13
47	Сихорейская	51	3151	3163	6,3	199,2	12825,6	1944,0	58780,6	2400,0	120982,4	897,2	134,2	559,4	30,0	216	17,7	4,2	0,7	0,75	18,7	1,13
48	Юнкомыльская	6	3024	3063	6,1	175,7	8416,8	2188,8	55009,8	1500,0	105548,5	1920,0	244,0	785,7	34,0	134	25,8	3,8	1,8	0,80	23,1	1,12
49	Юньяха-Мусюрская	21	3127	3165	6,1	183,2	12424,8	1701,0	51720,4	2276,0	112969,2	562,0	222,1	532,8	26,2	212	16,9	3,9	0,5	0,73	20,3	1,13
50	Мядловейякская	1	2971	3032	6,0	160,9	9194,4	1619,7	49450,0	830,0	95796,6	2658,3	707,6	287,7	12,7	333	9,6	3,6	2,8	0,79	22,7	1,13
51	Вангурейская	71	2985	2997	6,0	154,0	9218,4	1215,3	46835,0	1265,2	91827,9	1942,3	832,9	277,1	25,4	331	9,3	3,4	2,1	0,79	10,9	1,11
52	Садаягинская	1	3008	3120	6,3	141,0	8134,2	1443,7	42500,0	937,0	86049,4	826,3	477,2	253,1	21,2	340	8,3	3,0	1,0	0,77	12,0	1,10
53	Южно-Садаягинская	52	3627	3683	6,1	205,3	11507,0	2165,6	59250,0	2645,0	127742,0	971,1	317,3	506,2	33,8	252	13,8	3,7	0,8	0,76	15,0	1,14
54	Оленья	20	3480	3527	5,8	187,0	12697,3	1443,7	53850,0	2540,0	114190,9	977,3	220,3	474,2	25,4	241	13,5	3,6	0,9	0,74	18,7	1,13
55	Восточно-Хорейверская	11	2881	2930	5,7	185,0	12149,3	1768,2	54351,5	1705,2	112361,2	1094,6	621,2	402,3	8,5	279	13,8	4,2	1,0	0,77	47,5	1,13
56	Варкнавтская	5	3669	3673	5,5	178,3	11222,4	1215,0	53100,5	1575,7	109475,3	738,7	135,5	436,9	22,2	251	11,9	3,2	0,7	0,77	19,7	1,13
57	Висовая	2	3171	3190	6,3	176,4	10420,8	1701,0	53100,5	1908,9	106641,4	1072,0	357,6	442,2	27,2	241	13,9	3,7	1,0	0,77	16,2	1,12
58	Сюрхаратинская	2	3306	3313	5,5	201,6	11823,6	2551,5	60000,5	2000,0	123129,9	634,0	174,5	516,8	24,5	238	15,6	4,1	0,5	0,75	21,1	1,14
59	Центрально-Хорейверская	9	3334	3373	5,3	189,8	12424,8	1944,0	54000,0	2344,8	117209,4	548,0	97,6	543,5	28,9	216	16,2	3,8	0,5	0,74	18,8	1,13
60	Ардалинская	47	3263	3319	5,8	191,1	12825,6	1701,0	54400,6	2206,8	117919,8	529,8	164,8	538,1	26,6	219	16,4	3,9	0,4	0,74	20,3	1,13
61	Дюсушевская	57	3364	3368	3,8	185,8	12825,6	1458,0	54280,5	1838,9	113668,0	530,7		511,5	21,3	222	15,2	3,7	0,5	0,75	24,0	1,13

Окончание табл. 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Варандей-Адзвинская структурная зона																						
62	Южно-Торавейская	32	2507	2562		163,8	9600,0	1700,0	49350,0	419,3	100730,0	1067,4	201,3	350,0	12,8	288	13,8	4,3	1,1	0,76	27,3	1,11
63	Наульская	61	2301	2308	6,1	157,4	10220,4	1822,9	46567,9	810,3	95660,4	1127,5	488,1	342,9	22,8	279	14,9	4,6	1,2	0,76	15,0	1,11
64	Седьягинская	15	2382	2450	6,5	149,1	9523,0	1925,0	43060,0	1375,0	90378,2	1497,9	492,4	378,3	29,6	239	15,7	4,1	1,7	0,75	12,8	1,11
65	Осовейская	265	1804	1818		125,7	7616,8	2379,7	37135,8		76367,3	1789,9	107,4	269,7	18,0	283	14,9	4,6	2,3	0,75	15,0	1,09
66	Медынская	1	3065	3092	5,5	187,9	11274,5	2121,4	56920,0	1186,0	114864,9	687,2	69,6	406,3	20,3	283	13,2	4,1	0,6	0,77	20,0	1,13
67	Тобойская	12	2741	2762	5,8	175,0	9797,6	2357,1	53100,0	1033,2	106442,2	1063,7	384,3	418,3	21,2	254	15,2	4,2	1,0	0,77	19,8	1,12
68	Мядсейская	32	2600	2640	5,9	171,7	9719,4	2592,8	50000,0	1070,0	106206,3	946,5	325,9	406,3	21,2	261	15,5	4,4	0,9	0,76	19,2	1,13
69	Северо-Сарембойская	18	1688	1708	7,1	103,8	5442,9	2357,6	30000,0	727,0	63217,0	1067,8	460,1	226,4	16,9	279	13,3	4,1	1,7	0,74	13,4	1,08
Водоносный комплекс среднедевонско-нижнефранских отложений (D2-D3f1)																						
70	Варандейская	7	3488	3512	6,9	164,0	10720,0	1276,8	50602,5		99614,5	1166,6	167,7	314,3	16,1	317	9,0	3,1	1,2	0,78	19,6	1,11
71	Седьягинская	5	3183	3186	3,4	196,8	16322,6	1886,1	55880,0	311,5	121226,6	553,5	172,1	468,9	21,2	259	14,7	4,1	0,5	0,72	22,2	1,14
Водоносный комплекс ордовикско-нижнедевонских отложений (O-D1)																						
Хорейверская впадина																						
72	Оленья	21	3878	3929	6,2	200,1	12124,2	1824,0	62504,2	2000,0	120546,1	711,2	125,1	236,9	10,5	509	6,07	3,41	0,59	0,77	22,6	1,14
73	Варкнавтская	5	4103	4110	5,2	180,2	9619,2	1701,0	53700,5	2482,9	110834,8	608,5	84,2	564,8	17,3	196	13,75	2,92	0,55	0,78	32,7	1,13
Варандей-Адзвинская структурная зона																						
74	Хосолтинская	91	3862	4000	6,3	209,5	15831,6	1701,0	58661,3	2068,4	129397,1	498,1	108,6	777,9	16,8	166	19,79	3,53	0,38	0,72	46,4	1,15
75	Танюйская	2	2548	2582	5,9	188,4	18252,4	2165,6	50144,4	523,9	115943,0	609,0	107,4	455,5	33,8	255	17,76	4,89	0,53	0,67	13,5	1,13
76	Южно-Сенгевейская	3	2113	2234	5,1	169,9	18649,2	1925,0	42724,4	340,4	105211,0	473,2	15,3	423,6	25,4	248	19,49	5,16	0,45	0,63	16,7	1,12
77	Седьягинская	4	3168	3180	7,0	201,3	13887,7	2646,8	58962,0	1512,0	122638,0	788,0	155,6	466,2	31,7	263	14,69	4,23	0,64	0,74	14,7	1,14
78	Леккейгинская	41	3203	3189	6,2	146,2	4745,5	1439,7	47660,0	1328,0	87097,8	2222,1	488,0	420,6	14,8	207	13,16	3,05	2,55	0,86	28,4	1,11
79	Западно-Леккейгинская	46	3046	3066	7,2	167,7	7935,8	1203,1	53520,0	2102,0	99077,0	1728,3	542,4	556,8	16,9	178	18,22	3,65	1,74	0,82	32,9	1,12
80	Талотинская	1	4222	4241	7,1	78,9	4364,7	1443,7	22452,9	494,0	45600,7	3436,0	662,0	147,9	16,9	308	3,49	1,24	7,54	0,79	8,7	1,06

Водоносный комплекс четвертичных отложений (Q)

Гидрогеологические исследования комплекса в пределах севера ТПП при проводке нефтяных скважин практически не проводились. В целом, это зона свободного водообмена, минерализация подземных вод, как правило, менее 1 г/л, Коэффициент $Na/Cl > 1$, тип вод – гидрокарбонатно-, или сульфатно-натриевый, коэффициент $-SO_4 \cdot 100/Cl > 40$, коэффициент $M \cdot 100/H < 1$, характер УВ залежи - отсутствие залежей.

Плотность пластовой воды в стандартных условиях – порядка 1,0 г/см³.

Условия нефтегазонакопления и сохранности залежей УВ – неблагоприятные.

Водоносные комплексы юрско-меловых отложений (J-K)

При характеристике нами были объединены пластовые воды водоносных комплексов терригенных нижнемеловых и ниже-среднеюрских отложений, имеющие схожий состав. В своей верхней части характеристика подземных вод во многом соответствует вышележащим. В нижней своей части начиная с глубин 300-400 м зона распространения комплекса характеризует стадию активного разрушения залежей. Промежуточная гидродинамическая зона - встреча двух разнонаправленных потоков, минерализация, как правило, 5-50 г/л, но в отдельных скважинах Лайвожская №39 достигает 53,5 г/л), коэффициент $rNa/rCl - 0,6-1,0$, тип вод - различный, в том числе - хлор-магниевый, гидрогеологическая закрытость недр ($Br \cdot 100/H$) преимущественно -1,0-6,0 (в отдельных скважинах Кумжинская №6 достигает аномальных значений 53,5), коэффициент $-SO_4 \cdot 100/Cl - 0-1,2$, коэффициент $M \cdot 100/H - 0,7-13,5$, Cl/Br – как правило, более 300.

Плотность пластовой воды в стандартных условиях – 1,0 – 1,02 г/см³.

Условия нефтегазонакопления и сохранности залежей УВ – неблагоприятные и малоблагоприятные.

Водоносные комплексы кунгурско-триасовых отложений (P_{1k}-T)

Стратиграфически комплексы представлены отложениями кунгурского яруса, средней и верхней перми, отложениями триасовой системы. Флюидоупорная толща данных водоносных комплексов представлена терригенными отложениями верхней юры-нижнего мела. По типу циркуляции подземные воды комплекса являются поровыми, по гидродинамическим особенностям – напорными и высоконапорными.

Минерализация пластовой воды достигает 45-70 г/л, вода относится к сильносоленым-слабым рассолам. Хлор-бромный коэффициент равен 240-370, коэффициент сульфатности – 0-1,3, коэффициент метаморфизации – 0,60-0,75.

Тип вод, как правило, хлоркальциевый.

Плотность пластовой воды в стандартных условиях составляет – 1,03-1,05 г/см³.

Условия нефтегазонакопления и сохранности залежей УВ – малоблагоприятные и благоприятные.

Водоносный комплекс нижнекаменноугольно-нижнепермских отложений (C_{1pr}-P_{1ar}) благоприятные условия

Стратиграфически комплекс представлен отложениями протвинского горизонта серпуховского яруса нижнего карбона, среднего и верхнего отделов каменноугольной системы, ассельским+сакмарским и артинским ярусами пермской системы. Флюидоупором для комплекса служат отложения кунгурского яруса.

По типу циркуляции подземные воды комплекса являются трещинными, по гидродинамическим особенностям – напорными и высоконапорными.

Минерализация пластовой воды достигает 60-150 г/л, увеличиваясь по мере погружения отложений комплекса, вода относится к сильносолевым-слабым-средним рассолам. Хлор-бромный коэффициент равен 230-320, коэффициент сульфатности – 0,1-5,1, коэффициент метаморфизации – 0,55-0,82.

Тип вод хлоркальциевый.

Плотность пластовой воды в стандартных условиях составляет – 1,05-1,10 г/см³.

Условия нефтегазонакопления и сохранности залежей УВ – благоприятные.

Водоносный комплекс верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений (D_{3dm}-C_{1s})

Рассматриваемый водоносный комплекс стратиграфически представлен отложениями доманикового горизонта среднефранского яруса, верхнефранского яруса, фаменского яруса, нижнего карбона в объеме визейского яруса и нижней части серпуховского яруса.

Региональным флюидоупором для комплекса служит ангидрито-доломитовая толща серпуховского яруса нижнего карбона.

По типу циркуляции подземные воды комплекса являются поровыми, по гидродинамическим особенностям – напорными и высоконапорными.

Минерализация пластовой воды практически повсеместно превышает 150 г/л, достигая в отдельных случаях 200-210 г/л, т.е. характеризуя собой крепкие рассолам. Хлор-бромный коэффициент преимущественно равен 200-300, коэффициент сульфатности, как правило не превышает 2,0, коэффициент метаморфизации практически повсеместно менее 0,8.

Тип вод хлоркальциевый.

Плотность пластовой воды в стандартных условиях составляет – 1,06-1,14 г/см³.

Условия нефтегазонакопления и сохранности залежей УВ – высокоблагоприятные. **Водоносный комплекс среднедевонско-нижнефранских терригенных отложений (D₂-D_{3f1})** пользуется весьма ограниченным распространением и охарактеризован достаточно плохо.

Водоносный комплекс ордовикско-нижнедевонских отложений (O-D₁)

Стратиграфически комплекс представлен отложениями ордовикской и силурийской систем и лохковского яруса нижнего девона.

По типу циркуляции подземные воды комплекса являются поровыми и трещинно-поровыми, по гидродинамическим особенностям – напорными и высоконапорными. Минерализация пластовой воды практически повсеместно превышает 150 г/л, достигая в отдельных случаях 200-210 г/л, т.е. характеризуя собой крепкие рассолы. Хлор-бромный коэффициент преимущественно не превышает 300, коэффициент сульфатности колеблется в широких пределах – 0,3-7,5, коэффициент метаморфизации практически повсеместно менее 0,8.

Тип вод хлоркальциевый.

Плотность пластовой воды в стандартных условиях составляет – 1,06-1,15 г/см³.

Условия нефтегазонакопления и сохранности залежей УВ – высокоблагоприятные.

По особенностям своего состава подземные воды комплекса практически полностью соответствуют вышележащим водам водоносного комплекса верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений (см. табл. 3).

На основании анализа состава подземных вод района исследований севера ТПП было установлено следующее. Пластовые воды **O-D₁, D₂-D_{3f1} и D_{3dm}-C_{1s}** водоносных (нефтегазоносных) комплексов представляют собой крепкие рассолы хлоркальциевого типа с минерализацией более 150 г/л. Значения метаморфизма вод и гидрогеологической закрытости недр высокие. Для подземных вод этих комплексов характерны повышенные значения йода, брома. Водорастворенные газы (ВРГ) преимущественно метановые со значениями газового фактора более 1,0 м³/м³. Характерен застойный и весьма замедленный режим подземных вод. Анализ состава подземных вод рассматриваемых комплексов однозначно свидетельствует, что для всей территории, в том числе и для территории лицензионных участков, генетические показатели нефтегазоносности (условия наличия ловушки УВ) и условия сохранности возможных залежей УВ для O-D₁, D₂-D_{3f1} и D_{3dm}-C_{1s} комплексов свидетельствуют о наличии здесь высоко- и благоприятных условий (см. табл. 1-3).

Таким образом, гидрогеологические критерии прогноза нефтегазоносности севера ТПП свидетельствуют о существовании весьма благоприятных и благоприятных условий для образования и сохранения залежей УВ в отложениях O-D₁, D₂-D_{3f1} и D_{3dm}-C_{1s} комплексов. Подземные воды водоносного комплекса карбонатных нижнекаменноугольно-нижнепермских отложений (C_{1pr}-P_{1ar}) в целом можно отнести к зоне наличия в нем преимущественно благоприятных условий. Вверх по разрезу гидрогеологические условия наличия и сохранности возможных залежей УВ резко ухудшаются, создавая тем самым мало- и неблагоприятные обстановку.

Литература

Аминов Л.З., Дедеев В.А., Зытнер Ю.И., Мигунов Л.В. Гидрогеологические условия нефтегазоносности седиментационных бассейнов Европейского Севера СССР // Серия препринтов – сообщений «Науч. рек.- нар. хоз-ву» КНЦ УрО АН СССР, 1987. - Вып. 65. – 44 с.

Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. – Ухта, 2003. – 298 с.

Зытнер Ю.И. Эволюционно-генетические гидрогеологические критерии прогноза нефтегазоносности седиментационных бассейнов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – Т. 1. - <http://www.ngtp.ru/rub/4/08.pdf>

Подземные воды Европейского Северо-Востока СССР / В.А. Дедеев, Ю.И. Зытнер, Н.Г. Оберман. – Сыктывкар: Ин-т геологии Коми научного центра УрО АН СССР, 1989. – 158 с.

Топливо-энергетическая база Европейского Северо-Востока СССР / Отв. ред. В.А. Дедеев, Л.З. Аминов. – Сыктывкар: КНЦ УрО АН СССР, 1991. – 305 с.

Zytner Yu.I., Chibisova V.S.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia,
ins@vnigri.ru

HYDROGEOLOGICAL CRITERIA FOR PETROLEUM POTENTIAL FORECAST (NORTHERN AREAS OF TIMAN-PECHORA PROVINCE)

Genetic relationships between certain chemical types of groundwater and oil and gas accumulations form the basis of petroleum potential forecast using hydrogeological criteria. The hydrogeological parameters determining the peculiarities of development of hydrogeological systems of sedimentary basins are defined. The parameters depend on the lithology of sedimentary cover and history of geological development of basins. This enables us to develop a system of genesis-evolutionary hydrogeological criteria for petroleum potential forecast and to make the forecast of water-bearing complexes of the northern Timan Pechora province.

Keywords: groundwater, sedimentation basin, gas-hydro-chemical indicators, hydrogeological criteria, petroleum potential forecast, Timan-Pechora province.

References

Aminov L.Z., Dedeev V.A., Zytner Yu.I., Migunov L.V. *Gidrogeologicheskie usloviya neftegazonosnosti sedimentatsionnykh basseynov Evropeyskogo Severa SSSR* [Hydrogeological conditions of the petroleum potential of sedimentary basins of the European North of the USSR]. Nauchnye rekomendatsii - narodnomu khozyaystvu. KNTs UrO AN SSSR, 1987, vol. 65, 44 p.

Danilevskiy S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M. *Geoflyuidal'nye sistemy Timano-Pechorskoy provintsii* [Geo-fluid system of the Timan-Pechora]. Ukhta, 2003, 298 p.

Podzemnye vody Evropeyskogo Severo-Vostoka SSSR [Groundwater European North-East of the USSR]. V.A. Dedeev, Yu.I. Zytner, N.G. Oberman. Syktyvkar: In-t geologii Komi nauchnogo tsentra UrO AN SSSR, 1989, 158 p.

Toplivno-energeticheskaya baza Evropeyskogo Severo-Vostoka SSSR [Fuel and energy base of the European North-East of the USSR]. Editor V.A. Dedeev, L.Z. Aminov. Syktyvkar: KNTs UrO AN SSSR, 1991, 305 p.

Zytner Yu.I. *Evolyutsionno-geneticheskie gidrogeologicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti sedimentatsionnykh basseynov* [Evolutionary-genetic hydrogeological criteria for petroleum potential forecast of sedimentary basins]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2006, vol. 1, available at: <http://www.ngtp.ru/rub/4/08.pdf>

© Зытнер Ю.И., Чибисова В.С., 2013