

извилистый врез шириной от 40 до 105 см, глубиной от 15 до 30 см, который продолжает углублять и расширять овраг. Во врезе обнажаются песок и супесь.

На глубине 1,2 м встречена супесь светло-коричневая, ожелезненная, пластичная, микропористая, с остатками органического вещества в виде темных точек. На глубине 4,2 м встречена супесь буровато-серая, текучая, микропористая, ожелезненная, с органическими остатками в виде черных точек. Основными условиями, способствовавшими развитию процесса, стали: состав грунтов, наличие временных водотоков и техногенный фактор.



**Рис. 1. Овражная сеть на Гродненской площадке.**

Процессы продолжают, по-видимому, не один десяток лет. Оврагообразование на территории – активизирующийся процесс и затухание его по естественным причинам происходит довольно редко.

Изучив условия развития оврагов, мы считаем, что нельзя однозначно сказать о природе происхождения овражно-балочной сети на территории изучаемого участка. Возможно, развитие подобных форм рельефа связано с современными тектоническими движениями, в результате которых изменяется положение местного базиса эрозии [1].

#### Литература

1. Леонова А. В. Факторы оврагообразования в районе строительства Северной АЭС в Томской области // Проблемы геологии и освоения недр : труды XIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня рождения К. В. Радугина / Томский политехнический университет (ТПУ), Институт геологии и нефтегазового дела (ИГНД). — Томск: Изд-во ТПУ, 2009. — С. 206-207.

#### **Гидрогеологические предпосылки нефтегазаносности Баргузинской впадины В.В. Малыгина**

Научный руководитель профессор В.К. Попов

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Степень значимости влияния подземных вод на процессы формирования, разрушения нефтегазовых месторождений велика и является, пожалуй, главной среди других геологических факторов. Вода не только неотъемлемый компонент среды, в которой происходят процессы, но она также интегрирует тектоническую активность, геологическое строение, литологические особенности, термодинамические условия и их изменение во времени [1].

Использование гидрогеологических показателей (критериев) при оценке перспектив нефтеносности и газоносности районов и горизонтов, при поисках нефтяных и газовых месторождений и залежей основано на большой роли подземных вод в процессах нефтегазообразования, нефтегазоаккумуляции и на взаимодействии нефти, газов и вод в недрах. К числу гидрогеологических показателей наличия нефти и газа (нефтегазаносности) относятся геохимические особенности вод, обусловленные воздействием на воды нефти и газа, а именно: присутствие в водах компонентов, генетически связанных с нефтяными и углеродными газами, а также отсутствие некоторых компонентов. В первую очередь на наличие нефти и газа указывают растворенные в водах углеводороды, высокие концентрации аммония, йода, «безаргонного» азота, наконец, наличие сероводорода, гидросульфидов и недонасыщение вод сульфатами. Эти показатели могут использоваться только как предположительные, и именно при таком подходе их применение в комплексе с другими показателями может быть полезно и эффективно [2].

Район исследования находится в пределах Баргузинского артезианского бассейна, относящегося к Байкальской гидрогеологической складчатой области. Бассейн приурочен к Баргузинской впадине, представляющую собой слегка всхолмленную равнину с обилием озер и болот, расположенную к северо-востоку от озера Байкал между Баргузинским и Икатским хребтами. В тектоническом отношении Баргузинский артезианский бассейн приурочен к складчатой системе разбитой на многочисленные блоки. Эти блоки формируют впадины и выступы фундамента. Впадины фундамента заполнены мощной толщей осадочных пород и представляют собой артезианские бассейны второго и третьего порядков. В пределах бассейна выделяют следующие комплексы [3]:

1. Водоносный комплекс современных отложений ( $Q_4$ ). Воды безнапорные умеренно пресные (0,1-0,3 г/л), в основном гидрокарбонатно-кальциевые;
2. Водоносный комплекс отложений среднего и верхнего отделов четвертичной системы ( $Q_{II-III}$ ). Воды напорные, умеренно-пресные (0,2 г/л), гидрокарбонатно-кальциевые;
3. Водоносный комплекс отложений верхнего плиоцена-постплиоцена ( $N_2-Q_1$ ). Является подмерзлотным, умеренно-пресным (0,2 г/л), по составу гидрокарбонатные кальциево-магниевого и гидрокарбонатные натриево-кальциевые.

Так как поисковые скважины К-23 и Баргузинская-1 не большой глубины, то дать оценку содержания специфических компонентов, указывающих на наличие нефти и газа, не представляется возможным.

Совершенно особое место в комплексе нефтегазопроисковых показателей занимают показатели наличия ловушек нефти и газа. Они бывают связаны с очагами разгрузки водонапорных нефтегазоносных комплексов. Многие исследования показали, что часто нефтяные и газовые месторождения приурочены к районам разгрузки подземных вод, где имеются восходящие родники (например, Западная Туркмения) [2].

Отличительными особенностями Баргузинской впадины являются: наличие многочисленных термальных источников и большое количество соленых карбонатных и сульфатных натриевых озер, составляющих половину всех минеральных озер Бурятии [3].

Воды гидротерм впадины являются типичным примером азотных термальных вод. К щелочным азотным термальным водам относятся азотные термальные воды массивов гранитоидных и вообще кристаллических пород (Крайнов и др., 2004). Источники относят к Байкальской области азотных терм (Голубев, 1982). Они, как правило, газируют азотом, некоторые содержат сероводород, который находится в связанном состоянии [4].

Состав вод формируется под действием четырех основных физико-химических факторов: отношения реагирующих масс породы и воды, парциального давления  $CO_2$ , состава пород (особенно содержания в породе извлекаемого хлора и органических веществ), температуры (давления) существования [4]. Ниже приведен состав некоторых источников Баргузинской котловины:

Таблица 1

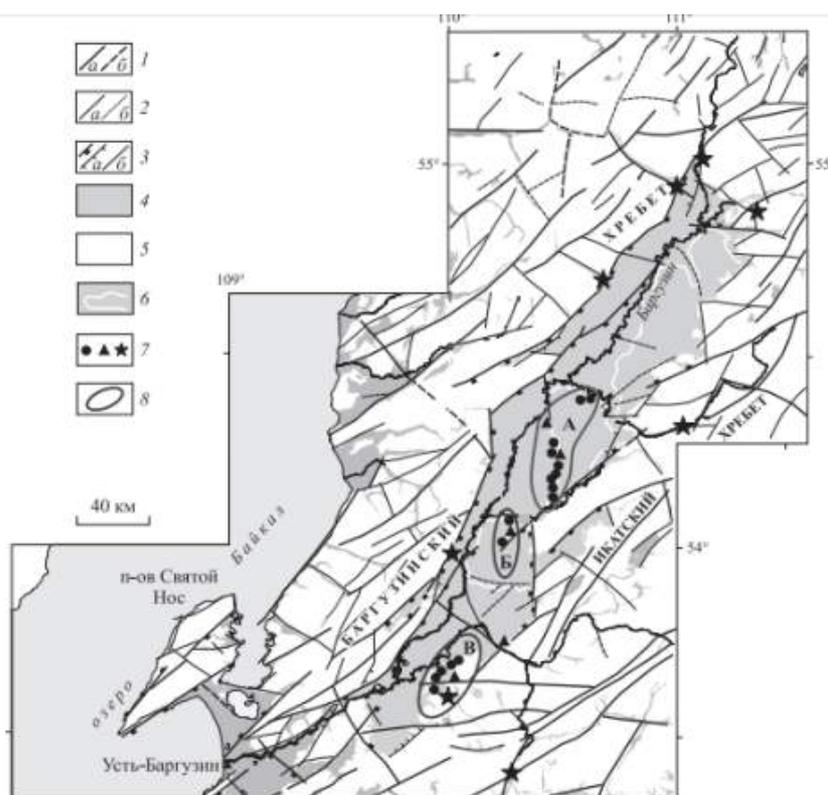
Химический состав некоторых источников Баргузинской котловины, мг/дм<sup>3</sup>

Источник и	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	S <sup>2-</sup>
Сеоя	4.0-10.0	7.3	62.6-83.3	8.6-15.5	46.5-66.5	36.6-43.9	43.2	2.7-11.9
Алла	4.0-32.1	2.4-9.7	68.5-144.9	12.0-18.9	44.3-86.4	72.0-378.2	24.0-42.0	14.2-41.5
Кучигер	6.0-8.0	2.4-19.5	46.5-117.1	7.1-14.2	75.3-126.3	24.4-53.7	38.4-60.0	2.0-32.0
Умхей	8.0-15.0	-	86.4-155.0	14.2-16.0	67.0-84.8	64.6-130.5	36.0	30.0-31.0
Буксехен	13.6	2.6	10.6	5.0	10.0	61.0	0	-

Термы также обогащены микрокомпонентами (Li, Rb, Cs, Sr, Ba). Наиболее важный для перспектив нефтегазанности Sr обнаруживается в гидротермах, которые формируются в пределах Икатского хребта [4]. Гидротермы, обогащенные Sr, свидетельствуют об активности зон глубинных рельефообразующих бортовых разломов и являются прямыми предпосылками нефтегазанности данного района.

В Баргузинской впадине насчитывается более 1100 малых озер. По минерализации выделяется три группы [5]:

- Озера Гаргинско-Аргадинской группы. Термокарстовые озера пресные гидрокарбонатно-магниевого, солоноватые – гидрокарбонатные натриевые, рН=8,7-9,7, минерализация от 0,1 до 2 г/л.
- Усть-Аргадинская группа. Группа состоит из четырех озер. Вода характеризуется высокой щелочностью рН=9,7-10,6, высокой минерализацией (14-16 г/л) и имеет содовую геохимическую специфику.
- Алгинская группа единственная в Баргузинской впадине, имеющая сульфатную специфику. На этой площади широко проявлены выцветы белых солей, отчетливо указывающие на повышенную минерализацию вод.



1 – достоверные (а) и предполагаемые (б) региональные разломы; 2 – достоверные (а) и предполагаемые (б) локальные разломы; 3 – сбросы (а) и сдвиги (б); 4 – впадины, заполненные кайнозойскими осадками; 5 – выходы кристаллического фундамента; 6 – границы куйтунов; 7 – опробованные озера (кружки), холодные источники и скважины (треугольники) и термальные источники (звездочки); 8 – группы озер: Гаргинско-Арагадинская (А), Усть-Арагадинская (Б) и Алгинская (В).

*Рис. 1. Схема распространения озер и источников Баргузинской системы малых озер, составлена на основе карты разломно-блокового строения земной коры Баргузинской рифтовой впадины и сопредельной территории*

Питание озер происходит главным образом за счет подземных вод, реже поверхностных. Таким образом, химический состав озер также является предпосылкой нефтегазоносности района.

Таблица 2

*Некоторые гидрохимические характеристики источников рассматриваемого региона*

Показатели	Баргузинская озерная система	
	термальные	холодные
TDS, г/л	0,3-1,1	0,1-0,4
pH	8,0-10,0	6,7-8,3
Анионы	SO <sub>4</sub> , HCO <sub>3</sub>	HCO <sub>3</sub> , SO <sub>4</sub>
Катионы	Na	Ca, Mg, Na
Li	43-1330	
B	44-220	
V		
Ge	2-11,3	
Br	19-108	
Rb	5-108	
Sr	110-3000	
Mo	0,5-45	
Sb		
Cs	0,6-38	
REE		
W	7,2-82	

Описанные особенности гидрогеологических условий предполагают наличие залежей нефти и газа на глубине свыше одного километра.

#### Литература

1. Пиннекер Е.В., Писарский Б.И., Шварцев С.Л. и др. Основы гидрогеологии. Гидрогеологическая деятельность и история воды в земных недрах. – Новосибирск: Наука, 1982.
2. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений (изд. 2, перераб. И доп.). – М., «Недра», 1972.
3. Гидрогеология СССР. Том XXII Бурятская АССР. – М.: Недра, 1970.
4. Намсараев Б.Б., Хахинов В.В., Гармаев Е.Ж., Бархутова Д.Д., Намсараев З.Б., Плюснин А.М. Водные системы Баргузинской котловины. – Улан-Удэ: Издательство Бурятского госуниверситета, 2007.
5. Скляр Е.В., Склярова О.А., Меньшагин Ю.В., Данилова М.А. Минерализованные озера Забайкалья и северо-восточной Монголии: особенности распространения и рудогенерирующий потенциал.

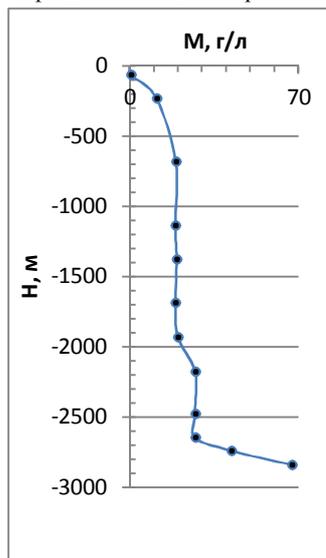
### ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКАЯ ЗОНАЛЬНОСТЬ СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М.В. Мерзлякова

Научный руководитель доцент А.Д. Назаров

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

Советское крупное нефтяное месторождение расположено на границе Томской и Тюменской областей в Среднем Приобье. В эксплуатацию месторождение было введено в 1966 году, что легло в основу зарождения нефтедобывающей отрасли Томской области. На месторождении выявлено (от апта до палеозоя) 19



**Рис. 1** Изменение минерализации вод с глубиной

продуктивных пластов и около 25 нефтяных залежей. Район Советского месторождения характеризуется интенсивной и продолжительной добычей углеводородного сырья, что обусловило высокую обводненность продукции нефтепромысла. На ряде близкорасположенных участков уже существуют излишки подтоварных вод, которые не могут быть востребованы системой ППД, и в последнее время осуществляется их закачка в поглощающий горизонт.

В основу работы положены опубликованные материалы и фактический материал А.Д. Назарова и ОАО «Томскнефть», которым автор выражает глубокую признательность [1, 2].

Целью данной работы является изучение ионно-солевого состава подземных вод Советского нефтяного месторождения, установление вертикальной гидрогеохимической зональности и оценка потребительских свойств пластовых вод.

Как показывают рисунки 1-5 для месторождения характерны рост с глубиной значений минерализации и концентраций в водах хлора, натрия, кальция, брома, йода и метана. Также отмечается смена пресных гидрокарбонатно-кальциевых азотных пластовых вод континентальных олигоцен-четвертичных горизонтов крепкосолёными (до 19 г/л) метановыми йодо-бромными хлоридно-натриевыми в апт-сеноманских континентальных отложений метановыми крепкосолёными хлоридно-кальциево-натриевыми йодо-бромными в морских продуктивных отложениях неокома и в подошве осадочного чехла (в верхнеюрских прибрежно-морских, ниже-среднеюрских континентальных и палеозойских параплатформенных комплексах) метановыми хлоридно-натриевыми (местами хлоридно-кальциево-натриевыми) йодо-бромными рассолами.

Пресные воды охватывают всю зону активного водообмена (вплоть до кровли регионального 500-метрового морского эоцен-верхнемелового водоупора). Они являются основным источником хозяйственно-питьевого и местами технического водообеспечения. В пределах месторождения эти воды наиболее уязвимы техногенному солевому, реагентному углеводородному воздействию (загрязнению).

В пределах водоупора должна сформироваться специфическая гидрогеохимическая зональность. Одна проба воды, отобранная из ипатовской свиты, оказалась хлоридно-натриевой крепкосолёной (12 г/л). Региональный водоупор обусловил чёткое разделение зон активного и замедленного водообмена и резкую смену пресных вод на крепкосолёные.

Появление в апт-сеноманском континентальном комплексе хлоридно-натриевых метановых йодных (рис. 4) вод морского генезиса объясняет эксфильтрацией отжатых вод из морских неокосских толщ и фоновой газогенерацией. Воды являются лечебными йодо-бромными и широко используются для поддержания пластового давления в нефтяных пластах (особенно на начальной стадии их эксплуатации) [3].