

Оценка прогнозных ресурсов нефти и газа в межгорных впадинах Бурятии

В.П.ИСАЕВ, Г.И.ТАТЬКОВ, А.М.БАДЕРИН (Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Геологический институт Сибирского отделения Российской академии наук (ГИН СО РАН); 670047, г.Улан-Удэ, ул.Сахьяновой, д.6а)

Утверждается, что впадины Бурятии перспективны на обнаружение месторождений газа и нефти. На основе геологических изысканий прошлого столетия определены исходные параметры пяти наиболее крупных впадин. Дана суммарная оценка прогнозных ресурсов по категории D_3 : газ — 4,6 трлн.м³, нефть — 10,0 млрд.т.

Ключевые слова: впадины, осадочные породы, органический углерод, нефть, газ, ресурсы.

Исаев Виктор Петрович, isaevvp@yandex.ru

Татьков Геннадий Иванович

Бадерин Александр Михайлович

Assessment of expected resources of oil and gas in intermountain hollows of Buryatia

V.P.ISAEV, G.I.TATKOV, A.M.BADERIN

It is claimed that hollows of Buryatia are perspective on detection of gas fields and oil. On the basis of geological researches of last century initial parameters of five largest hollows are determined. The total score of expected resources on the category D_3 is given: gas — 4,6 trillion m³, oil — 10,0 billion t.

Key words: hollows, sedimentary breeds, organic carbon, oil, gas, resources.

Потенциальные ресурсы углеводородного сырья во впадинах Бурятии оценены в соответствии с «Классификацией запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 1 ноября 2005 г. № 298. Эта «Классификация» предусматривает, что ресурсы нефти и горючих газов, в зависимости от степени геологической изученности, подразделяются на категории D_1 (локализованные), D_2 (перспективные) и D_3 (прогнозные). Ниже проанализируем возможность оценки прогнозных ресурсов по указанным категориям.

Категория D_1 (локализованные) — ресурсы нефти и горючих газов возможно продуктивных пластов в выявленных и подготовленных к бурению ловушках. Форма, размеры и условия залегания предполагаемых залежей определены по результатам геолого-геофизических исследований, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти принимаются по аналогии с разведанными месторождениями.

Категория D_2 (перспективные) — ресурсы нефти и горючих газов литолого-стратиграфических комплексов и горизонтов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур. Количественная оценка прогнозных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с открытыми месторождениями в пределах оцениваемого региона.

Категория D_3 (прогнозные) — ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических, геохимических исследований. Комплексная оценка прогнозных ресурсов этих категорий производится по предположительным параметрам на основе имеющихся геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где установлены разведанные месторождения нефти и газа.

На основе изложенных представлений о категории прогнозных ресурсов и степени геологической изученности впадин Бурятии можно сделать вывод о том, что оценка прогнозных ресурсов этих впадин возможна по категории D_3 (прогнозные) и, с некоторой натяжкой для отдельных наиболее изученных впадин или параметров, по категории D_2 (перспективные). В последнем случае необходимы достоверные сведения о содержании в породах органического вещества ($C_{орг}$), сингенетического или эпигенетического битуминозного вещества.

Принципы оценки прогнозных ресурсов углеводородного сырья. Количественная оценка прогнозных ресурсов газообразных, жидких и твердых углеводородов производится на основе подсчета геологических и геохимических параметров предпола-

гаемых нефтегазоносных территорий. Основу расчетов составляют геометрические характеристики осадочно-породного бассейна: площадь, толщина осадочного чехла, объем осадочной толщи и ее масса. Предполагая, что не всякий осадочно-породный бассейн может быть нефтегазоносным, к этим данным прибавляются сведения о емкостных параметрах осадочных пород, способных вмещать газообразные и жидкие флюиды. Важнейшими параметрами осадочного разреза, позволяющими наиболее достоверно оценить углеводородный потенциал бассейна, являются геохимические данные. Важно знать качество органического вещества (долю присутствия гумусовой и сапропелевой составляющей), степень его диагенетической и катагенетической превращенности. Так же надо знать степень битуминозности органического вещества, для того, чтобы оценить масштабы первичной эмиграции и региональной миграции углеводородных смесей.

Академик РАН А.Э.Конторович (1976) считает, что имеющиеся в науке представления о механизме первичной миграции битумоидов позволяют качественно оценить интенсивность этого процесса. В своей книге [6] он дает несколько практических рецептов по количественной оценке углеводородного потенциала нефтегазоносных территорий.

Принципиальный путь решения задачи был указан С.Г.Неручевым (1969). Он предложил использовать для этой цели уравнение материального баланса.

Предположим, что в момент времени t_0 в геологическом теле находилось некоторое количество q_0 битумоидов, содержащих $C_0\%$ углерода, что в момент времени t в рассматриваемом теле осталось $q_{t\text{ост}}$ битумоидов, а $q_{t\text{эм}}$ эмигрировало, причем первые содержат процент битумоидов, а вторые — $C_{t\text{эм}}\%$.

Тогда можно записать очевидные уравнения:

$$q_0 C_0 = q_{t\text{ост}} C_{t\text{ост}} + q_{t\text{эм}} C_{t\text{эм}}$$

Решая их, найдем, что

$$q_{t\text{эм}} = \frac{q_{t\text{ост}} (C_0 - C_{t\text{ост}})}{C_{t\text{эм}} - C_0}$$

Таким образом, для определения количества углеводородов, эмигрировавших из нефтепроизводящих пород, необходимо знать состав автохтонных битумоидов до и после эмиграции из них части компонентов, состав аллохтонных битумоидов и количество оставшихся в породах битумоидов.

Из приведенных высказываний С.Г.Неручева и А.Э.Конторовича следует, что при оценке перспектив нефтегазоносности недостаточно знать общие геохимические показатели, важно также иметь данные о стадиях литогенеза, то есть о степени преобразованности органического вещества. Прямых определений степени катагенеза рассеянного органического вещества в межгорных впадинах Бурятии не имеется. Однако, очевидно, что во впадинах байкальского типа органическое вещество преодолело подстадию протокатагенеза, так как в каждой из них имеются угольные пласты и месторождения бурых углей. Во впадинах забайкальского типа органическое вещество претерпело более значительное преобразование, войдя в первые этапы подстадии мезокатагенеза (начальный МК₁), так как в некоторых впадинах есть месторождения каменного угля (Хара-Хужирское, Оборское, Никольское, Урсинское). Следовательно, в этих впадинах возможно выявление не только газовых, но и нефтяных залежей.

В результате изучения большого числа нефтегазоносных бассейнов (НГБ) были установлены корреляционные связи между геолого-геохимическими характеристиками осадочного чехла, с одной стороны, и запасами нефти, с другой стороны. Эта связь была выражена через различные коэффициенты, отраженные в табл. 1.

В соответствии с этой таблицей возможен подсчет прогнозных (D_3 — по массе пород осадочного чехла) и перспективных (D_2 — по содержанию рассеянного органического вещества и углеводородов) ресурсов нефти в межгорных впадинах Бурятии. Для этого можно принять коэффициенты, отраженные в последней строке табл. 1.

При расчетах, связанных с оценкой потенциальных ресурсов, надо иметь в виду, что в межгорных впадинах Бурятии генерируется в основном метан.

1. Связь запасов нефти в нефтегазоносных бассейнах с массой осадочных пород, органического вещества, битумоидов, углеводородных газов. По работе [1]

Нефтеносные бассейны	Запасы нефти, в % к				Источник данных
	осадочным породам	рассеянному органическому веществу	хлороформенным битумоидам	рассеянными УВ-газам	
Паудер-Ривер	0,0018	0,10	1,42	3,70	Дж.М.Хант
Лос-Анджелес	0,0032	0,08	1,14	3,00	К.О.Эмери
Среднее по бассейнам США	0,0011	0,07	0,87	2,27	И.И.Нестеров
Минимальные значения для осадочных бассейнов	0,0006	0,06	0,71	1,85	Дж.М.Хант

При давлении 760 мм рт.ст. и температуре 0 С 1 т метана занимает объем $1,4 \cdot 10^3 \text{ м}^3$. Следовательно, количество газа, генерируемого на площади в 1 км^2 , равно $17,5 \cdot 10^3 \cdot 1,4 \cdot 10^3 \cdot 24,5 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{км}^2$.

Для предварительной оценки начальных потенциальных ресурсов нефти и газа, слабо изученных осадочных бассейнов, к которым, несомненно, относятся впадины Бурятии, используется обычно объемно-статистический метод. Наиболее простым является способ подсчета содержания нефти и газа в осадочном бассейне объемно-статистическим методом по Н.Б.Вассоевичу и Г.А.Аммосову. По данным авторов геологические запасы газа составляют 0,0002%, а нефти 0,0003% от веса осадочного выполнения бассейна 6, с. 202 .

$$Q = S H_{cp} K_n(K_g),$$

где Q — геологические запасы (ресурсы), S — площадь, H_{cp} — средняя глубина, ρ — плотность осадочных пород, K_n — коэффициент по нефти, K_g — коэффициент по газу.

Приблизительные ресурсы нефти в нефтегазоносных бассейнах М.Ф.Двали и Т.П.Дмитриева предлагают считать по формуле:

$$Q_n = a V,$$

где V — объем осадочного выполнения в км^3 , a — ресурсный коэффициент, выраженный в $\text{т}/\text{км}^3$.

Величина коэффициента различная в разных типах нефтегазоносных бассейнов: для платформенных бассейнов составляет $15 \cdot 470 \text{ т}/\text{км}^3$, для межгорных впадин — $12 \cdot 012 \text{ т}/\text{км}^3$, для передовых прогибов — $11 \cdot 745 \text{ т}/\text{км}^3$.

М.Ш.Моделевский предложил при оценке ресурсов нефти и газа в крупных седиментационных бассейнах пользоваться формулами

$$V_n q_n V_p, V_g q_g V_p,$$

где V_n, V_g — объем соответственно нефти и газа в пластовых условиях, V_p — объем природного резервуара. По его данным q_n равно в среднем 0,00015, q_g — 0,00035.

2. Основные подсчетные параметры первоочередных впадин

Впадины	Площадь, км^2	Средняя глубина, км	Объем осадков, км^3	Средневзвешенная плотность осадков, $\text{т}/\text{м}^3$	Масса осадков, 10^9 т
Баргузинская	5174	1,5	7761	2,27	17 617
Гусиноозерская	1012	1,7	1720	2,34	4026
Еравнинская	1469	1,8	2644	2,20	5817
Зазинская	1139	1,2	1367	2,20	3007
Кижингинская	1481	1,3	1925	2,40	4621

Примечание. Контуры впадин, их площадь, плотность пород определены по геологическим данным, средняя глубина впадины в пределах подсчетного контура, установленная по картам изоглубин положения кристаллического фундамента, построенных по данным электроразведки (ВЭЗ) и геоэлектрическим разрезами.

С.Г.Неручев предложил очень сложную методику оценки прогнозных ресурсов нефти и газа, основанную на разновидности балансового метода, связанной с использованием коэффициентов аккумуляции газа и нефти. Этот метод для оценки прогнозных ресурсов углеводородного сырья во впадинах Бурятии в настоящее время неприемлем из-за слабой изученности органического вещества и битумоидов в осадочных разрезах межгорных впадин.

Известный азербайджанский ученый Ф.Г.Дадашев еще в 1963 г. предложил метод подсчета прогнозных ресурсов газа, который по своей сути является объемно-генетическим. По его предложениям составлена следующая подсчетная формула:

$$Q_{\text{газ}} = S_n H_{oc} \rho_n Q_{\text{СН}_4},$$

где $Q_{\text{газ}}$ — прогнозные ресурсы газа, S_n — подсчетная площадь, H_{oc} — глубина осадочного бассейна, ρ_n — средняя плотность пород ($2,3 \text{ т}/\text{м}^3$), $Q_{\text{СН}_4}$ — среднее содержание метана в осадках.

Подсчет прогнозных ресурсов газа и нефти. Прежде чем приступить к подсчету прогнозных ресурсов, необходимо определиться с основными физическими параметрами впадин и составить список впадин, подлежащих первоочередному изучению (табл. 2).

Используя приведенные способы подсчета прогнозных и перспективных ресурсов, сделаем расчеты для самой крупной впадины Бурятии — Баргузинской. Объем осадочной толщи всей впадины составляет 7761 км^3 . Учитывая, что средняя плотность пород для данного района $2,27 \text{ т}/\text{м}^3$, можем рассчитать сначала вес всех пород, а затем и ресурсы нефти и газа в Баргузинской впадине по методу Н.Б.Вассоевича:

$$Q_{\text{газ}} = 7761 \cdot 10^9 \cdot 2,27 \cdot 0,0002 = 3,52 \cdot 10^9 \text{ т},$$

$$Q_n = 7761 \cdot 10^9 \cdot 2,27 \cdot 0,0003 = 5,28 \cdot 10^9 \text{ т}.$$

Таким образом, по категории D_3 получаем прогнозных ресурсов газа $3,52 \text{ млрд.т}$ или $4,93 \text{ трлн.м}^3$. Прогнозные ресурсы нефти составляют $5,28 \text{ млрд.т}$.

По формуле М.Ф.Двали и Т.П.Дмитриевой Q_n а V , применив коэффициент для межгорных впадин а 12 012 т/км³, получаем:

$$Q_n \text{ а } V \text{ 12 012 7761 93,2 } 10^6 \text{ т.}$$

Ресурсы нефти по этому методу составят 93,2 млн.т (D₃).

По аналогии с расчетами С.Г.Неручева, произведенными для Устьселенгинской впадины 11 подсчитаем ресурсы для верхней зоны биохимического газообразования (0—1,5 км) в Баргузинской впадине. Подсчетные параметры: среднее содержание $C_{орг}$ в неогеновых породах впадины 3%; плотность пород 2,27 т/км³; средняя глубина впадины 1,5 км; средняя толщина потенциально нефтегазоматеринских пород по данным сейсморазведки МОГТ-2D 4 и результатов бурения опорной скважины 5, представленных серыми, черными и углистыми глинами составляет 500 м, площадь развития нефтегазоматеринских толщ 2500 км², объем материнских пород составит 1250 км³.

Плотность генерации газа:

$$q_r^{ген} = \frac{C_{орг} \cdot h_{мп} \cdot K_r^{ген}}{C_r \cdot M_{ост}} \cdot 10^9$$

$$q_r^{ген} = \frac{3 \cdot 2,27 \cdot 500 \cdot 10 \cdot 10^9}{59,8 \cdot 100} = 2,5 \text{ млрд.м}^3/\text{км}^2.$$

Таким образом, в Баргузинской впадине при указанных выше параметрах на каждом квадратном километре генерируется 2,5 млрд.м³ углеводородного газа.

Всего образовалось из нефтематеринских пород углеводородного газа: 2,5 2500 (км²) 6,25 трлн.м³.

Понятно, что весь этот газ не может накопиться в залежах. Значительная его часть остается в газоматеринских породах, теряется на путях миграции (сорбируется породами, растворяется в подземных водах) и в ловушках накапливается лишь некоторая часть. Попытки оценок количества газов, достигающих ловушек, предпринимались учеными неоднократно. А.Э.Конторович в работе 6 приводит таблицу, из которой следует, что коэффициент аккумуляции газа в газоносных районах Западной Сибири колеблется от 0,6 до 9,5. Поскольку для Баргузинской впадины такие данные отсутствуют, примем среднее значение — 5%.

$$Q_r^{акк} = 6,25 \cdot 10^{12} \cdot 5/100 = 310 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

Таким образом, по методу С.Г.Неручева с поправками А.Э.Конторовича прогнозные ресурсы газа в Баргузинской впадине составляют 310 млрд.м³.

Для подсчета по методу Ф.Г.Дадашева примем следующие подсчетные параметры.: площадь бассейна — 5174 км², глубина осадочного выполнения — 0,2—3 км (в среднем 1,5 км). Получим объем пород — 7761 км³. Масса пород: $m = V_{п} \cdot \rho = 17 \cdot 617 \cdot 10^9$ или $17,6 \cdot 10^{12}$ т. Если

среднюю газонасыщенность осадков оз.Байкал метаном принять с учетом данных А.Г.Ефремовой и др. $3 Q_{CH_4} = 35 \text{ см}^3/\text{кг}$, то получим общее количество газа, содержащегося в этой осадочной толще Баргузинской впадины, $Q_m = 35 \cdot 10^3 \text{ см}^3/\text{т} \cdot 17,6 \cdot 10^{12} \text{ т} = 616 \cdot 10^{15} \text{ см}^3 = 616 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ (округленно 0,61 трлн.м³). Такое количество метана может содержаться в недрах Баргузинской впадины, если верны принятые ранее параметры.

Расчеты по методу А.Э.Конторовича, В.С.Вышемирского и А.А.Трофимука (1971) произведены с использованием подсчетных параметров (см. таблицы 1 и 2). Эти расчеты произведены для Баргузинской впадины потому, что в ней пробурена одна глубокая скважина, в которой имеются небольшие сведения о содержании рассеянного органического вещества и битуминозности пород до глубины 1401 м. В других скважинах такие отрывочные сведения имеются только до глубин в несколько первых сотен метров.

Полученные результаты расчетов сведены в табл. 3. Анализируя результаты подсчета прогнозных ресурсов разными методами, можно сделать вывод о том, что Баргузинская впадина может быть отнесена к территории, перспективной с точки зрения возможности обнаружения промышленных скоплений горючих газов. Однако, разброс значений по ресурсам газа и нефти значителен. В этом случае необходимо было бы воспользоваться другими методами подсчета ресурсов углеводородов. Но для этого необходимы подробные и достоверные данные по органическому и битуминозному веществу осадочного разреза, которые в настоящее время отсутствуют. Полученные результаты подсчета будут корректироваться в ходе проведения поисковых работ на территории Баргузинской впадины.

По другим впадинам, входящим в пятерку первоочередных для геологического изучения, подсчеты прогнозных ресурсов произведены таким же образом и сведены в несколько таблиц. Не проводились рас-

3. Сравнение результатов подсчета прогнозных ресурсов газа и нефти в Баргузинской впадине разными методами

Авторы метода	Прогнозные ресурсы	
	Газ, млрд.м ³	Нефть, млн.т
Н.Б.Вассоевич и Г.А.Аммосов	4930	5280
М.Ф.Двали, Т.П.Дмитриева	—	93,2
С.Г.Неручев	310	—
Ф.Г.Дадашев	610	—
А.Э.Конторович и др.	—	45 400
М.Ш.Моделевский	0,81	0,34
Среднее по впадине	1462,7	12 693,4

четы по двум методам: 1) А.Э.Конторович, В.С.Вышемирский и А.А.Трофимук и 2) М.Ш.Моделевский. В первом случае ресурсы получаются слишком высокие, во втором — очень низкие.

В табл. 4 повторены результаты расчетов по Баргузинской впадине и приведены итоги расчетов по другим первоочередным впадинам.

4. Прогнозные ресурсы углеводородов, подсчитанные разными методами по категории D₃

Впадины	Авторы метода	Прогнозные ресурсы	
		Нефть, млн.т	Газ, млрд.м ³
Баргузинская	Н.Б.Вассоевич	5300	4900
	М.Ф.Двали	93	—
	С.Г.Неручев	—	310
	Ф.Г.Дадашев	—	610
Среднее		2696,5	1940
Гусино-озерская	Н.Б.Вассоевич	1200	1120
	М.Ф.Двали	20	—
	Ф.Г.Дадашев	—	140,9
Среднее		610	630,4
Еравнинская	Н.Б.Вассоевич	1740	1880
	М.Ф.Двали	20	—
	Ф.Г.Дадашев	—	203,6
Среднее		880	1041,8
Зазинская	Н.Б.Вассоевич	200	840
	М.Ф.Двали	16	—
	Ф.Г.Дадашев	—	105,2
Среднее		108	472,6
Кижингинская	Н.Б.Вассоевич	1390	1290
	М.Ф.Двали	31	—
	Ф.Г.Дадашев	—	161,7
Среднее		710,5	725,85

Сами расчеты не приводятся, т.к. они аналогичны расчетам по Баргузинской впадине.

Из табл. 4 следует, что по прогнозным ресурсам газа самые крупные впадины Бурятии располагаются в следующем порядке (в трлн.м³): Баргузинская — 1,9; Еравнинская — 1,04; Кижингинская — 0,73; Гусиноозерская — 0,63 и Зазинская — 0,47. Нефтяные ресурсы по этим же впадинам представляются завышенными, хотя порядок их убывания остается таким же: от Баргузинской впадины до Зазинской.

В табл. 5 сведены многочисленные данные по скважинам, пробуренным в XX в. до глубин не более 360 м. Понятно, что эти данные не отражают истинные ресурсы глубоко залегающих отложений, но позволяют хотя бы понять порядок цифр, соответствующих прогнозным ресурсам впадин. Ресурсы, показанные в табл. 5, авторы решили отнести к перспективным (D₂), так как в их основу положены сведения о содержании в породах рассеянного органического и битуминозного веществ. Эта информация имеет к нефтяному прогнозу самое прямое отношение. Суммарную величину битуминозного вещества можно условно сопоставить с перспективными ресурсами нефти, то есть подсчитанными по категории D₂. Тогда ресурсы нефти составят 9,79 млрд.т. Для большей достоверности используем коэффициенты по работе 6, приведенные в табл. 1. Эти коэффициенты для органического вещества — 0,06, для битумоидов — 0,71.

Ресурсы нефти, подсчитанные по органическому веществу, составят: 414,38 0,06 24,86 млрд.т.

Ресурсы нефти, подсчитанные по хлороформенному битуму, составят: 9,79 0,71 6,95 млрд.т.

Из двух результатов возьмем среднее значение. Тогда перспективные ресурсы нефти в первоочередных впадинах по категории D₂ составят 15,9 млрд.т.

Возможна оценка ресурсов с использованием подсчетных коэффициентов по В.С.Вышемирскому, А.Э.Конторовичу, А.А.Трофимуку (А.Э.Конторович, 1976). Расчеты приведены в табл. 6. Исходные данные взяты из табл. 5.

Обзор полученных результатов позволяет усомниться в правильности такой оценки нефтяных ресурсов, так как разброс значений по разным коэффициентам очень велик. Даже подсчет усредненных значений не уменьшает сомнений: средние ресурсы нефти, например, в Баргузинской впадине по трем вариантам расчетов составляют 45,4 млрд.т. Наиболее приемлем вариант подсчета по коэффициенту 0,0006.

Приведем еще одну возможность оценки ожидаемого количества углеводородов во впадинах, подлежащих геологическому изучению. Предлагаемый путь заключается в оценке пустотного пространства осадочного чехла каждой впадины. Интересна в первую очередь эффективная пористость, слагаемая из открытых (сообщающихся) пор и трещин (табл. 7). Пластовые жидкости (вода, нефть) не могут занимать большего объема, чем суммарный объем природного резервуара. В этой таблице собрана информация по глубоким скважинам, пробуренным в 1950-е годы в Усть-Селенгинской и Баргузинской впадинах, в которых выполнен значительный объем работ по определению коллекторских свойств осадочных пород.

По данным В.В.Самсонова и В.И.Коневои эффективная пористость песчаников изменяется от 20 до 45%, а проницаемость составляет сотни и тысячи миллидарси. Для составления данной таблицы были

5. Содержание органического углерода и битумоидов (битумов) в осадочном чехле первоочередных впадин (Г.П.Пономарева и др., 1967)

Впадины	Номера скважин; глубины, м	Число проб	Среднее содержание $S_{орг}$, %	Среднее содержание битуминозного вещества, %	Вес пород осадочного чехла, Гт	Общее количество $S_{орг}$, Гт	Общее содержание битуминозного вещества, Гт
Баргузинская	1-О; до 1411	154	3,0	0,0201	10331	309,93	2,08
Гусиноозерская	1306, 1313, 1314, 1501; 1554 до 260	89	0,067	0,0441	2962	1,98	1,31
Еравнинская	11; до 290	22	3,781	0,0758	1465	55,39	1,11
Зазинская	9, 14	42	5,53	0,22	768	42,47	1,69
Кижингинская	2, 5, 7; до 360	83	0,142	0,1111	3250	4,61	3,61
Итого						414,38	9,79

6. Расчет ресурсов нефти по методу В.С.Вышемирского и др.

Впадины	Ресурсы нефти (10^9 т) по категориям			Усредненные данные по разным способам подсчетов, нефть, 10^9 т
	D_3	D_2		
	Коэффициенты			
	0,0006	0,06	0,71	
Баргузинская	0,11	11	125,1	45,4
Гусиноозерская	0,024	2,4	28,6	10,3
Еравнинская	0,035	3,5	41,3	14,9
Кижингинская	0,028	2,8	32,8	11,9
Зазинская	0,018	1,8	21,3	7,6
ВСЕГО:	0,325	21,5	249,1	90,3

7. Объем пустотного пространства в породах осадочного чехла первоочередных впадин

Впадины	Объем пород, $км^3$	Средняя эффективная пористость, %	Объем порового пространства, $км^3$
Баргузинская	7761,0	30	2328,3
Гусиноозерская	1720,4	24	412,9
Еравнинская	2644,2	22	581,7
Зазинская	1367	22	300,7
Кижингинская	1925	25	481,3
По всем впадинам:			4104,6

использованы не только материалы соответствующих отчетов по бурению на нефть и газ, но и привлечены сейсмические и гравиметрические данные о плотности пород в каждой впадине.

Из таблицы следует, что общий объем емкостного пространства осадочных пород ($4,1$ трлн. $м^3$) рассмотренных впадин может быть заполнен флюидами — водой, газом и (или) нефтью. Соотношение между ними определить сложно, так как надо знать точное количество рассеянного органического вещества, степень его катагенеза (а она на разных глубинах различается), соотношение сапропелевой и гумусовой составляющих, коэффициент эмиграции газообразных и жидких углеводородов из материнских пород, потери на миграцию и коэффициент аккумуляции.

По данным МОГТ на Баргузинском лицензионном участке два мощных песчаных прослоя в неогеновых отложениях, заключенные между глинистыми пачками, составляют суммарно не менее 500 м. Максимальная плотность запасов нефти на этом участке может достигать: 500 м 30% 10^6 м 150 10^6 или 150 млн. $м^3/км^2$. Такая плотность запасов нефти может иметь место в Баргузинской впадине при условии, что все пустотное пространство занято нефтью. Если представить, что все поровое пространство коллектора — $4104,6$ $км^3$, занято газом, то тогда на глубине 1 км (P 10 МПа.) будут содержаться ресурсы газа 3800 10^{12} $м^3$ 3800 млрд. $м^3$. На глубине 2 км (P 20 МПа) будет содержаться 7600 10^{12} $м^3$. Можно предположить и совершенно пессимистический вариант, когда все поровое пространство будет занято водой.

Обзор подсчетных параметров и полученных результатов показывает: во-первых, большой разброс значений прогнозных ресурсов даже в одной впадине, во-вторых, совершенно разные средние данные по органическому веществу и битуминозности в генетически родственных впадинах. Например, в табл. 5 среднее содержание $S_{орг}$ в Гусиноозерской и Кижин-

гинской впадинах явно занижено (возможно это техническая ошибка), что и сказалось на ресурсах. По-видимому, это связано с невысоким качеством химико-аналитических работ в те годы. Об этом свидетельствуют другие данные Г.П.Пономаревой в отчетах за 1966, 1967 гг., где приводятся сведения более однозначные и соответствующие действительности: среднее содержание органического углерода колеблется от 2,08 в Боргойской впадине до 9,85% в Холойской котловине Еравнинской впадины.

Итоговый результат подсчета прогнозных ресурсов (категория D₃) по крупнейшим впадинам Бурятии приведен в табл. 8. Из нее следует, что первое место по объемам газовых скоплений занимает Баргузинская впадина, на втором месте — Еравнинская, что не противоречит размерам этих впадин и объемам осадочного чехла. Наименьшие ресурсы и, соответственно, размеры у Зазинской впадины.

8. Сводная таблица прогнозных ресурсов по первоочередным впадинам

Впадины	Прогнозные ресурсы по категориям		
	D ₃		D ₂
	Газ, млрд.м ³	Нефть, млн.т	Битум, млн.т
Баргузинская	1701,35	7694,95	2080
Гусиноозерская	630,4	610	1300
Еравнинская	1041,8	880	1110
Зазинская	472,6	108	1690
Кижингинская	725,85	710,5	3610
Общие ресурсы	4572	10 003,45	9790

Распределение ресурсов нефти по впадинам полностью совпадает с распределением ресурсов газа. На первом месте по нефти резко выделяется Баргузинская впадина, на втором — Еравнинская и на последнем — Зазинская. В итоговой таблице последняя графа показывает содержание битуминозного вещества в осадочных породах верхней части осадочного разреза впадин. Так как эти данные получены в результате химико-аналитических исследований и являются более точными, чем подсчеты по объему или массе осадочных пород, авторы отнесли эти ресурсы к категории перспективных (D₂), хотя это и не совсем точно, поскольку в эту категорию обычно входят территории с доказанной промышленной нефтегазоносностью.

Из табл. 8 следует, что по размеру общих ресурсов жидких углеводородов цифры практически совпадают: 10 млрд.т по нефти и 9,8 млрд.т по битумам. Произошло это, по-видимому, из-за того, что в подсчетах участвовали одни и те же «породные» параметры (объемы и масса осадочного чехла), хотя методы подсчетов и геохимические данные разные. Это также означает, что в анализах рассеянная нефть воспринимается как битумы, а в действительности по скважинам то, что описывается как битум, часто является нефтью.

Таким образом, суммарные прогнозные ресурсы углеводородного сырья в главных впадинах Бурятии составляют: по газу 4,6 трлн.м³, по нефти 10 млрд.т.

Если учесть, что в Бурятии помимо упомянутых пяти имеются еще около десяти впадин, представляющих прогнозно-поисковый интерес, то, вероятно, можно прогнозировать увеличение указанных ресурсов в целом для всей территории Республики в 2 раза.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Миграция рассеянных битумоидов / Тр. ин-та геологии и геофизики. Вып. 143. —Новосибирск, 1971.
2. *Дадашев Ф.Г., Мамедова П.А., Полетаев А.В.* Зональное распределение грязевых вулканов в нефтегазоносных областях // Геология нефти и газа. № 1. 2003. С. 18—20.
3. *Ефремова А.Г., Андреева М.В., Левшенко Т.Вл.* и др. О газах в осадках Байкала // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений / Реф. сб.: Изд-во ВНИИГазпром. Вып. 2. 1980. С. 15—23.
4. *Исаев В.П., Клыкова В.Д.* и др. Прогноз нефтегазоносности Баргузинской впадины (Бурятия) по комплексу геофизических и геохимических исследований // Сб. мат-лов науч.-практич. конф. «Нефтегеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России». —С-Пб, 2010. С. 246—251.
5. *Конева В.И.* Отчет о результатах бурения Баргузинской опорной скв. I-р. —Иркутск, 1955.
6. *Конторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. —М.: Недра, 1976.
7. *Неручев С.Г.* Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. —Л.: Недра, 1969.
8. *Пономарева Г.П., Самсонов В.В.* Перспективы нефтегазоносности кайнозойских впадин Забайкалья // Геология и нефтегазоносность юга Восточной Сибири. —М.: Недра, 1969. С. 218—223.
9. *Самсонов В.В.* Происхождение байкальской нефти и проблемы нефтегазоносности Бурятии // Проблемы Сибирской нефти. —Новосибирск, 1963. С. 127—150.
10. *Самсонов В.В., Пономарева Г.П.* Отчет о геологических результатах нефтепоискового бурения на Истокской площади за 1958—1962 гг. —Иркутск, 1962.
11. *Самсонов В.В., Неручев С.Г., Пономарева Г.П.* Геологическое строение и прогноз нефтегазоносности континентальных бассейнов. —С-Пб, 1999.