

ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯМАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

В.А. Скоробогатов, Е.Е. Поляков, А.В. Ахияров, А.А. Овчинников
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Подсчет запасов углеводородов (УВ) – это комплексный процесс, основанный, в первую очередь, на совокупности накопленных знаний об объекте. Каждый из методов получения промыслово-геологической и геофизической информации неизбежно несет в себе ряд разноуровневых неопределенностей. Это связано с тем, что помимо прямых методов изучения (отбор и изучение керна, прежде всего фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, испытание пласта, отбор проб пластовой воды) большую часть занимают методы косвенные, связанные с дистанционным изучением объекта, а полученные результаты, в первую очередь, зависят от полноты и адекватности видения геологической картины и совершенства методического аппарата, применяемого при обработке исходных данных.

Достоверность подсчета запасов УВ функционально обусловлена погрешностями методов получения информации о геометрии залежей, продуктивных пластов-коллекторов и их параметров. В основе общей относительной погрешности подсчета запасов δ_Q лежат ошибки определения следующих величин в порядке убывания степени влияния:

- ошибка площади залежи (δ_F);
- ошибка средневзвешенной по площади эффективной нефтегазонасыщенной толщины ($\delta_{Нэф}$);
- ошибка K_p средневзвешенного по толщине ($\delta_{Kп}$);
- ошибка K_g средневзвешенного по толщине ($\delta_{Kг}$);
- ошибка пересчетного коэффициента (δ_θ).

Общая относительная погрешность подсчета запасов определяется как

$$\delta_Q = \sqrt{\delta_F^2 + \delta_{Нэф}^2 + \delta_{Kп}^2 + \delta_{Kг}^2 + \delta_\theta^2}.$$

При подсчете запасов в качестве истинных величин принимают значения параметров, определенных прямыми методами (исследование кернового материала, опробование пластов), а результаты косвенных исследований используют в функциональной связи с ними, что приводит к возникновению погрешностей статистических зависимостей.

Погрешность структурного плана во многом зависит от разведанности залежи, месторождения. При доразведке на многих месторождениях не подтверждаются конфигурация периферийных частей и положение внешнего контура продуктивности (от упрощенного структурного плана к существенно более усложненному). Ошибки интерполяции – невыявленные внутризалежные зоны замещения и/или глинизации коллекторов – проявляются значительно реже. Уровень погрешностей в оценке площади залежи составляет в среднем для категории запасов C_1 2,5 %, при максимальных значениях, например, для неокомских отложений Западной Сибири – до 10 % [1, 2, 3].

Погрешность оценки эффективных газонасыщенных толщин определяется вертикальной решающей способностью методов ГИС, неточностью учета доли непроницаемых глинистых слоев для тонкослоистых коллекторов (песчанистости), погрешностями в определении нижних пределов коллекторов, а также зависит от точности определения высотного положения кровли пласта (залежи) и газоводяного контакта (ГВК), а также от изменчивости коэффициента песчанистости по залежи. Относительная погрешность оценки эффективных толщин в среднем составляет около 3 %, при этом погрешность оценки отметки ГВК, например, для неокомских залежей составляет в среднем 0,15 %, максимальная погрешность – 0,5 % (на глубине 3000 м – в среднем $\pm 4,5$ м, максимальная – 16 м) [1, 3].

Достаточно значительную неопределенность вносит негоризонтальное положение ГВК на ряде залежей.

Погрешность оценки K_n по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) определяется относительной погрешностью измерения геофизического параметра и относительной погрешностью связи типа «кern–ГИС». Относительная погрешность составляет в среднем (C_1) 5,5 %.

Погрешность оценки газонасыщенности по ГИС обусловлена погрешностью в определении параметра пористости (P_n), погрешностью в определении пористости, а также погрешностью петрофизической зависимости относительного сопротивления $P_o = f(W_o)$ при определении объемной влажности (W_o). Относительная погрешность составляет в среднем (С1) 3,5 %.

Оценка пересчетного коэффициента определяется по формуле $\delta_o = \sqrt{\delta_{P_{nl}}^2 + \delta_\alpha^2 + \delta_f^2}$, где $\delta_{P_{nl}}$ – относительная ошибка определения пластового давления, равная 0,135 %; δ_α – относительная ошибка поправки на отклонение сжимаемости реальных газов от закона Бойля-Мариотта, равная 0,10 %; δ_f – относительная ошибка вычисления температурной поправки, равная 0,31 %.

В научной литературе погрешности в оценке запасов нефти и газов обсуждались и были установлены следующие достаточно реальные диапазоны:

- категория А – до 10 % от объема запасов;
- категория В – не превышает 15 %;
- категория С₁ – не превышает 25 %;
- категория С₂ – изменяется в диапазоне 25–50 %.

Таким образом, можно сформулировать основные мероприятия, необходимые для повышения достоверности подсчета запасов углеводородов в порядке их значимости:

1. Повышение достоверности структурных построений по данным сейсморазведки 2D и 3D и результатов бурения.
2. Повышение достоверности выделения эффективных толщин по данным ГИС, керна, опробования.
3. Повышение достоверности петрофизических моделей коллекторов по данным исследований керна и параметров флюидов.

Проблема повышения точности структурных построений, например для Ямальской нефтегазоносной области (НГО), частично решена путем создания единой цифровой геолого-геофизической модели (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ОАО «СибНАЦ»). В созданной модели проведена единая корреляция отражающих горизонтов, принята единая скоростная модель, согласованы по глубине все структурные поверхности пластов-коллекторов и глинистых покрышек в пределах стратиграфических комплексов (ПК₁₋₉, ХМ, ТП₁₋₉, ТП₁₆₋₂₆, НП₁₋₁₀, БЯ₁₀₋₂₂, Ю₂₋₄, Ю₇₋₉, Ю₁₀₋₁₂).

Обобщение и комплексное интегральное использование накопленных данных сейсморазведки, ГИС, керна и опробования скважин в пределах единой цифровой модели строения Ямала делают модель эмерджентной, т.е. обладающей качествами, не присущими отдельным ее элементам. Таким образом, использование обобщенной модели при структурных построениях по объектам, входящим в ее состав, позволяет существенно повысить точность подсчета запасов по локальным площадям.

При этом следует отметить, что проведение дополнительных геолого-разведочных работ на месторождениях на основе сейсморазведки 3D и разведочного бурения также существенно повышает достоверность локальных структурных построений.

Вторая проблема – повышение достоверности выделения эффективных толщин, в особенности для тонкослоистых терригенных коллекторов неокома, в основном связана с недостаточной информативностью утвержденного и применяемого комплекса ГИС.

Так, в большинстве скважин выделение эффективных толщин песчаных и тонкослоистых песчано-алевролитово-глинистых коллекторов в основном базируется на прямых признаках:

- наличие глинистой корки на стенке скважины;
- сужение диаметра скважины;
- отрицательная аномалия ПС;
- расхождение показаний разноглубинных электрических зондов;
- понижение показаний естественной гамма-активности (ГК).

Однако коллекторы, например сеноманских отложений, не всегда имеют вышеперечисленный набор признаков. Это связано, прежде всего, с тем, что в отложениях сеномана скважины имеют большой диаметр (0,270–0,394 м), поэтому снижается качество записи микрометодов (слабое прижимное усилие). Кроме того, сеноманские песчаники характеризуются слабой цементированно-

стью, что приводит к осыпаниям особо рыхлых разностей и дополнительному увеличению диаметра скважины. Такая картина характерна для сеноманских отложений в целом. В связи с этим коллекторы в пласте ПК₁ выделяются в основном по данным ПС с использованием граничного значения относительного параметра α_{nc} .

При отсутствии прямых качественных признаков, что обусловлено зачастую технологией бурения и условиями проведения ГИС, используются косвенные количественные критерии по пористости и проницаемости, соответствующие границе коллектор–неколлектор, полученные по петрофизическим связям «керна–керна», установленным по керну, например, в трех нефтегазоносных районах: Тамбейском, Нурминском, Южно-Ямальском (табл. 1).

Таблица 1

Граничные значения пористости для продуктивных горизонтов Ямала

Пласт	$K_{n,гр}$, %
ПК ₁	23,0
группа ХМ	16,5
группа ТП ₁₋₆	14,6
группа ТП ₇₋₁₃ ¹	13,2
группа ТП ₁₄₋₁₆	12,6
группа ТП ₁₇₋₂₃	11,6
группа ТП ₂₄₋₂₆	11,5
группа БЯ	10,8

Выделение литологии для коллекторов ограничено двумя литотипами: песчаник слабоглинистый (α_{nc} 1,0–0,7) и песчаник глинистый (α_{nc} 0,7–0,3). Величина α_{nc} в пределах менее 0,3 характерна для неколлекторов. Неглинистые песчаники по данным ГИС отличаются от глинистых песчаников (кроме величины α_{nc}) более низкими значениями ГК и НГК (НКТ), а также более резким изменением радиального градиента кажущихся сопротивлений на диаграммах БКЗ с различной глубиной исследования.

Согласно [7], неконтролируемые погрешности определения глубин за счет растяжения кабеля составляют 1 м на 1 км ствола скважины, что при глубине залегания пласта 2500 м составляет $\pm 2,5$ м. Инструментальная погрешность определения абсолютных отметок с помощью инклинометров обусловлена погрешностью измерения зенитного угла. Для электрических инклинометров эта погрешность составляет $\pm 30'$, для гироскопических – в 2 раза меньше, т.е. $\pm 15'$. С увеличением угла наклона и при углублении скважины погрешность расчета абсолютной отметки растет.

Допуски составляют значительную величину в пределах от ± 2 –5 м для субвертикальных скважин с удлинением до 30 м и до ± 10 м – для скважин с удлинением до 300 м.

Выделение эффективных газонефтенасыщенных толщин практически ограничено одним способом – по величине удельного электрического сопротивления пластов с использованием граничных значений, установленных, например, для ряда месторождений: Южно-Тамбейского, Бованенковского, Харасавейского и Новопортовского (ПК₁ > 7 Ом·м, ХМ – 7 Ом·м, ТП₁₋₆ – 8–10 Ом·м, ТП₈₋₁₆ > 10–11 Ом·м, БЯ₁₋₂ – 10 Ом·м, БЯ₃₋₈ – 10 Ом·м).

Таким образом, проблема выделения эффективных толщин решается по принципу аналогий, выбор которых при подсчетах и пересчетах запасов на других залежах и месторождениях не всегда достаточно обоснован.

Для повышения достоверности выделения эффективных толщин необходимо:

1. Предусмотреть при исследовании новых разведочных скважин обязательное включение в комплекс ГИС открытого ствола следующих высокоинформативных методов:

- определения характера насыщения – ВИКИЗ, ЯМТК;
- определения емкости коллекторов – ГГК_н, МАК.

2. Предусмотреть отбор керна по технологии с сохранением остаточной водонасыщенности – это позволит повысить достоверность оценок критических значений удельных электрических сопротивлений, а также существенно уточнит стандартные зависимости $P_n = f(K_n)$, $P_u = f(K_o)$, $P_o = f(W_o)$

для определения газонасыщенности по ГИС, а также позволит определить минерализацию остаточной воды и ее изменения в пределах залежи.

3. На базе единой цифровой геолого-геофизической модели разработать методику обоснованных аналогий как для критериев выделения эффективных толщин, так и для основных петрофизических зависимостей.

Третья проблема – повышение достоверности петрофизических моделей коллекторов по данным исследований керна и параметров УВ флюидов.

Эта проблема решается в рамках единой геолого-геофизической модели и по результатам дополнительного отбора керна и флюидов из разведочных скважин.

Определение пористости (например, для месторождений Ямала) производится по ограниченному числу методик:

- по зависимости $K_n = f(\alpha_{nc})$;
- по зависимости $K_n = f(d_T)$;
- по зависимости $K_n = f(\delta_{скн})$.

Наиболее широко применяется зависимость $K_n = f(\alpha_{nc})$ с расчетом опорных пластов по региональной зависимости В.Х. Ахиярова.

Коэффициент нефтегазонасыщенности коллекторов апт-барремских и готерив-валанжинских отложений Тамбейского НГР определяется по стандартной методике с использованием зависимостей параметра пористости от коэффициента открытой пористости и параметра насыщения от текущей водонасыщенности пород, построенным по керновым данным Южно-Тамбейского месторождения:

Группы пластов:

ХМ	$P_n = 1/K_n^{1.717}$	$P_n = 1/K_g^{1.438}$
ТП ₁ –ТП ₆	$P_n = 1/K_n^{1.754}$	$P_n = 1/K_g^{1.359}$
ТП ₇ –ТП ₁₃	$P_n = 1/K_n^{1.691}$	$P_n = 1/K_g^{1.531}$
ТП ₁₄ –ТП ₁₆	$P_n = 1/K_n^{1.699}$	$P_n = 1/K_g^{1.594}$
ТП ₁₇ –ТП ₂₃	$P_n = 1/K_n^{1.744}$	$P_n = 1/K_g^{1.672}$
ТП ₂₄ –ТП ₂₆	$P_n = 1/K_n^{1.753}$	$P_n = 1/K_g^{1.734}$
БЯ	$P_n = 1/K_n^{1.717}$	$P_n = 1/K_g^{1.500}$

Ввиду отсутствия соответствующих исследований по сеноманским и юрским отложениям Тамбейского НГР используются зависимости для аналогичных отложений Бованенковского месторождения:

Пласт ПК ₁	$P_n = 1/K_n^{1.496}$	$P_n = 1/K_g^{1.445}$
Юрские отложения	$P_n = 1/K_n^{2.020}$	$P_n = 1/K_g^{1.590}$

Удельное сопротивление пластовой воды (ρ_w), необходимое для расчета $\rho_{он}$, определяется по минерализации законтурной воды и средней температуре пласта с учетом данных по соседним месторождениям (табл. 2).

Фактически исходными месторождениями для обобщения являются Южно-Тамбейское, Бованенковское, Харасавейское и Новопортовское.

Так, в настоящее время при нефтегазогеологическом районировании территория полуострова Ямал и прилегающих акваторий выделяются следующие нефтегазоносные районы: Малыгинский, Тамбейский, Сеяхинский, Нурминско-Харасавейский, Новопортовский, Байдарацко-Юрибейский. Также выделяются Каменномысская газоносная и предположительно газонефтеносная Южно-Ямальская (Щучьинская) зоны. В основе такого разделения лежит, в первую очередь, тектоническое строение региона. Однако для оценки коллекторских свойств необходима привязка к ФЕС коллекторов по месторождениям в соответствии с общим законом уплотнения. Авторами предлагается методика районирования, учитывающая тектонические и глубинные условия залегания коллекторов. В пределах тектонических блоков территория делится на зоны по глубине залегания продуктивных пластов и горизонтов.

Такое разделение было проведено по каждой из выделенных групп пластов, обладающих доказанной либо потенциальной продуктивностью. Исключение составили только группы пластов НП_{1,4}

Таблица 2

Значения удельного сопротивления пластовой воды для групп продуктивных пластов Ямальского региона

Индекс пласта	Температура пласта, °С	Минерализация, г/л	Удельное сопротивление пластовой воды, Ом·м
ПК ₁	18,0	8,0	0,84
ХМ	39,0	12,8	0,35
ТП ₁ -ТП ₂ ¹	45,0	12,5	0,32
ТП ₃	47,0	12,5	0,31
ТП ₄	50,0	12,5	0,3
ТП ₅ ¹	50,6	12,5	0,3
ТП ₆	51,1	12,5	0,29
ТП ₇ -ТП ₈	53,5	9,5	0,37
ТП ₉ -ТП ₁₀ ⁰	54,8	9,5	0,36
ТП ₁₁	57,6	9,5	0,34
ТП ₁₂ -ТП ₁₃ ¹	60,3	9,5	0,34
ТП ₁₄ -ТП ₁₅	63,2	7,8	0,38
ТП ₁₆	64,0	7,8	0,37
ТП ₁₇	65,8	7,2	0,41
ТП ₁₈	67,5	7,2	0,4
ТП ₁₉	67,8	7,2	0,4
ТП ₁₉ ¹	68,7	7,2	0,39
ТП ₂₀ -ТП ₂₀ ¹	71,5	7,2	0,39
ТП ₂₁	72,6	7,2	0,38
ТП ₂₂ -ТП ₂₃	73,2	7,2	0,37
ТП ₂₄ -ТП ₂₅	74,3	6,4	0,4
ТП ₂₆	77,5	6,4	0,39
БЯ	80,0	5,0	0,52
Ю	105,0	18,0	0,11

и НП₅₋₁₀, вскрытые бурением только в разрезах Новопортовского месторождения и Юрседайской структуры.

Для выделения зон были использованы структурные карты по опорным отражающим горизонтам G, M', M, B, T₁, T₄, полученные на основе интерпретации данных сейсмических исследований, как наиболее соответствующие группам пластов ПК₁₋₉, ТП₁₋₉, ТП₁₆₋₂₆, ХМ, НП₁₋₁₀, БЯ₁₀₋₂₂, Ю₂₋₄, Ю₇₋₉, Ю₁₀₋₁₂.

Ввиду того, что не каждая из групп соответствует конкретному отражающему горизонту, было решено произвести районирование нескольких групп на основе одной структурной поверхности. В табл. 3 представлено соответствие отражающих горизонтов группам пластов.

Таблица 3

Соответствие стратиграфических горизонтов границ опорных отражающих поверхностей, принятое при выделении зон

Горизонт	Отражающая поверхность
ПК ₁₋₉	G
ХМ ₆₋₁₀	M'
ТП ₁₋₁₅	M'
ТП ₁₆₋₂₆	M
БЯ ₁₀₋₂₃	B
НП ₁₋₄	B
НП ₅₋₁₀	B
Ю ₂₋₉	T ₁
Ю ₁₀₋₁₂	T ₄
Pz	A

Так как структурные карты по отражающим горизонтам несут в себе лишь информацию о глубинном распространении отражающих поверхностей в пределах полуострова, то для удобства работы эти карты совмещались с картой изученности глубоким бурением полуострова Ямал, и конечные границы зон наносились именно на нее.

Кроме того были получены обобщенные средние характеристики пластов-коллекторов по выделенным зонам – это эффективные толщины и коэффициенты песчаности, пористости, газонефтенасыщенности, удельной продуктивности.

Установление петрофизических зависимостей для выделенных зон с учетом новых исследований керна позволит повысить достоверность оценок пористости, нефтегазонасыщенности их граничных значений, положений межфлюидных контактов и, как следствие, эффективных толщин, а в ряде случаев – контура продуктивности.

Выводы

1. Достоверность подсчетов запасов УВ существенно зависит от достоверности структурных построений и неравномерности распределения по территории исходной информации по керну, так как все оценки подсчетных параметров построены на методах аналогий.

2. Для повышения достоверности необходимо проводить согласование детальных моделей месторождений и единой структурно-литолого-флюидаальной модели региона.

3. На основе предложенного зонального районирования с учетом глубинного уплотнения коллекторов и тектонического строения региона необходим мониторинг уточнения петрофизических связей с составлением соответствующих каталогов.

Список литературы

1. *Скоробогатов В.А.* Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – М.: Недра, 2004. – 352 с.

2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Пстерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 260 с.

3. *Боркун Ф.Я.* Оценка достоверности подсчета запасов углеводородов неокомских отложений Западной Сибири / Ф.Я. Боркун, В.А. Попов, Н.А. Туренков, В.А. Филатов // Материалы Научно-технического совета РАО «Газпром». – М.: 1997. – С. 23–24.

4. *Коваленко В.С.* Повышение достоверности оценки запасов газового конденсата // Материалы Научно-технического совета РАО «Газпром». – М.: 1997. – С. 11–15.

5. *Фролов Е.Ф.* О методах оценки степени достоверности параметров залежей нефти и газа / Е.Ф. Фролов, Р.А. Егоров, А.Я. Фурсов // Геология нефти и газа. – 1972. – № 3. – С. 31–36.

6. *Ампиров Ю.П.* От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ю.П. Ампиров. – М.: ООО «Центральное издательство геофизической литературы» – «Спектр», 2008. – С. 233–252.

7. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01. – М., 2001.