

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 31.07.2025 г.

Принята к публикации 09.10.2025 г.

EDN: TJSVYQ

УДК 553.981:551.763.3:519.2(571.121)

Глухов Т.В., Лебедев М.В.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия, tvglukhov@rn-gir.rosneft.ru,
mvlebedev2@rn-gir.rosneft.ru

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ СУЩЕСТВОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗА В ПЛАСТЕ НБ₁ ВЕРХНЕГО МЕЛА НАДЫМ-ПУР-ТАЗОВСКОГО РЕГИОНА

Рассмотрен вопрос оценки вероятности существования залежи газа в пласте НБ₁ верхнего мела в Надым-Пур-Тазовском регионе Западной Сибири. Решена задача объективной оценки вероятности существования залежей газа в интервале пласта НБ₁: использован методический подход, основанный на стохастическом моделировании параметров залежей с использованием их критических значений. Проанализированы основные факторы, контролирующие существование залежей газа в пласте НБ₁. Сделан вывод, что главным критическим фактором является наличие эффективного резервуара со структурой порового пространства, не препятствующей накоплению и фильтрации газа.

Ключевые слова: залежь газа, пласт НБ₁, верхний мел, стохастическое моделирование параметров залежи, вероятность существования залежи, Надым-Пур-Тазовский регион, Западная Сибирь.

Для цитирования: Глухов Т.В., Лебедев М.В. Оценка вероятности существования залежей газа в пласте НБ₁ верхнего мела Надым-Пур-Тазовского региона // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №4. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/38_2025.html EDN: TJSVYQ

Введение

Кремнёвые коллекторы нижней подсвиты березовской свиты (НПБС) характеризуются доказанной газоносностью в пределах Надым-Пур-Тазовского региона, в связи с чем рассматриваются как в качестве возвратных (для разрабатываемых газовых залежей сеномана севера Западной Сибири), так и самостоятельных объектов газодобычи.

Отложения верхнего мела остаются недоизученными. Это связано, с одной стороны, с неприменимостью традиционных для терригенных коллекторов методик исследований, а с другой – с локальным характером изученности (в пределах отдельных площадей). В условиях высокой неопределенности особую важность для оценки перспектив газоносности отложений и дальнейшего принятия инвестиционного решения приобретает оценка вероятности существования залежи. Однако, существующие методики, адаптированные к традиционным коллекторам, трудноприменимы к кремневым отложениям верхнего мела Западной Сибири.

В рамках представленной статьи представлена оценка вероятности существования залежей газа в интервале пласта НБ₁ НПБС, выполненная с применением методического подхода, основанного на стохастическом моделировании с использованием критических

значений параметров резервуаров, адаптированного к рассматриваемым отложениям.

Объект исследования

Пласт НБ₁ приурочен к отложениям верхнего мела Западной Сибири (ипатовский горизонт, нижние подбиты березовской и часельской свит). Пласт трансгрессивного генезиса толщиной 10-20 м распространён на всей территории исследования – Надым-Пур-Тазовском регионе. Пласт характеризуется доказанной газоносностью: открыта и поставлена на Государственный баланс залежь на Харампурском месторождении. Его отложения сложены опоками и порцелланитами с содержанием глинистых минералов. Коллекторы пласта НБ₁ обладают высокой пористостью (до 40%) и очень низкой проницаемостью (менее 0,1 мД): поровое пространство коллекторов пласта преимущественно объединяет поры субкапиллярного размера [Гильманов, 2021; Дорошенко, Карымова, 2017].

Коллекторы пласта НБ₁ не имеют традиционной для терригенных коллекторов литологической дифференциации: и коллектор, и неколлектор представлены кремневыми породами. Помимо этого, коллектор и неколлектор характеризуются сопоставимой пористостью вследствие недоуплотненности отложений [Ошняков, 2021] – по этой причине выделение коллектора по повышенным значениям коэффициента пористости невозможно.

Постановка задачи и предлагаемый подход к ее решению

Для принятия инвестиционного решения в условиях недостатка геолого-геофизических данных выполняется вероятностная оценка ресурсов. Результаты вероятностной оценки количественно отражают вероятность существования залежи, неопределенность величины заключенных в ней ресурсов углеводородов, и позволяют рационально подойти к оценке инвестиционных рисков поискового проекта.

Вероятность существования залежи рассчитывается как вероятность совместного наступления независимых событий [Поляков, Мурзин, 2012; Поляков, 2016; The CCOP Guidelines..., 2000]:

$$Pg = P1 * P2 * P3 * P4,$$

где Pg – вероятность существования залежи; P1 – вероятность существования резервуара; P2 – вероятность существования ловушки, P3 – вероятность заполнения ловушки, P4 – вероятность сохранности залежи после формирования.

Оценка вероятностей этих событий – факторов – в условиях дефицита геолого-геофизических данных может быть выполнена на основе личного опыта геолога. Недостатком такого подхода является высокая субъективность результатов оценки Pg. Другой подход предлагает использовать существующий опыт открытий, обобщенный в виде матриц

вероятностей [Поляков, Мурзин, 2012; Поляков, 2016; The CCOP Guidelines..., 2000]: в зависимости от изученности, качества данных, условий осадконакопления и др. каждому фактору присваивается соответствующее значение вероятности. Матрицы вероятностей предлагают стандартизированный подход к оценке P_g с опорой на объективные данные – результаты поисково-оценочных работ. Существенным недостатком этого подхода является отсутствие гибкости: матрицы основаны на результатах опосредованного поиска наиболее распространенных традиционных залежей и потому неприменимы к нетрадиционным геологическим системам (например, трудноизвлекаемым запасам, нетрадиционным коллекторам и т.п.). в том числе к залежам газа, приуроченным к кремнёвым коллекторам пласта НБ₁.

В условиях низкой изученности кремневых отложений верхнего мела Западной Сибири актуальна следующая задача: выполнить объективную оценку вероятности существования залежей в пласте НБ₁. Подходящий подход к ее решению, по мнению авторов, предполагает рассматривать вероятности существования залежей как части неопределенности прогноза их параметров.

Суть предлагаемого подхода – это вероятностная оценка ресурсов ловушек с учетом критических значений факторов существования залежи:

- подсчетные параметры представлены в виде функций плотности вероятности;
- если в конкретной реализации стохастического процесса все параметры залежи принимают значения больше критических, то реализация интерпретируется как успешная, и выполняется оценка ресурсов;
- если в конкретной реализации хотя бы один из параметров принимает значение ниже критического, то реализация интерпретируется как неуспешная, и оценка ресурсов обнуляется.

Такой подход позволяет связать неопределенность прогноза подсчетных параметров залежи и вероятность ее существования [Глухов, 2022].

Методика работы

Рассмотрен ряд значительных по амплитуде (>20 м) перспективных объектов, прогнозируемых в пласте НБ₁ (рис. 1). Объекты антиклинального типа приурочены к унаследованным положительным структурам, хорошо изученным бурением, с подтвержденной газоносностью в нижележащем интервале покурской свиты. Это обусловлено тем, что залежи газа, приуроченные к НПБС, имеют миграционную природу: их формирование произошло в результате миграции газа из апт-альб-сеноманского комплекса [Березовская свита..., 2024; Глухов, Рязанова, Новоселова, 2020]. Для оценки искомой

вероятности выполнена оценка факторов, контролирующих вероятность существования залежи.

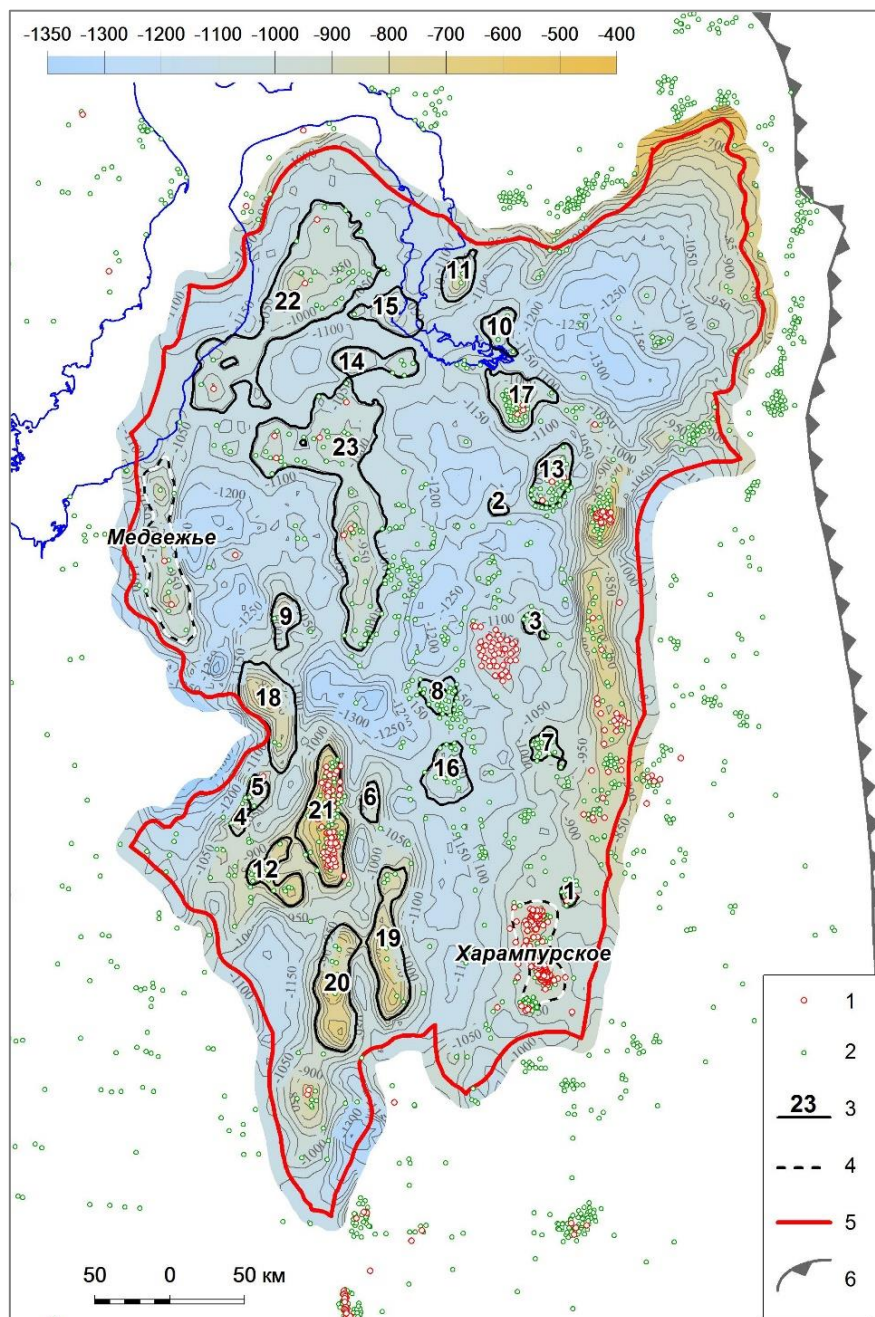


Рис. 1. Перспективные объекты в интервале пласта НБ₁

1 - скважины с РИГИС, 2 - скважины с корреляцией, 3 - объекты по кровле пласта НБ₁ и номер объекта, 4 - открытые залежи в интервале НПБС, 5 - границы территории исследования, 6 - линия выклинивания пласта НБ₁.

Фактор Р1 (вероятность существования резервуара)

Пустотное пространство коллекторов пласта НБ₁ представлено поровыми каналами преимущественно субкапиллярного размера. Значительная часть пор такого размера заполнена связанной водой, толщина двойного слоя которой сопоставима с диаметром

субкапиллярного канала [Карымова, 2018]. При сопоставимой для неколлекторов и коллекторов пористости определяющее значение для эффективности резервуара имеет структура порового пространства: доля связанных поровых каналов достаточного размера для аккумуляции и фильтрации свободного газа. В свою очередь, структура порового пространства определяется степенью преобразованности (зрелости) кремнёвого вещества, совершающего в ходе созревания фазовый переход из аморфного опала сначала в опал-кристобалит-тридимит, а затем в халцедон и кварц [Березовская свита..., 2024]. Преобразование вещества сопровождается уменьшением объема минерального скелета (за счет падения доли связанной воды) и увеличением размера поровых каналов [Бурлин, Плюснина, 2008]. Таким образом, степень зрелости кремнёвого коллектора определяет вероятность наличия эффективного резервуара для залежей пласта НБ₁.

Фактор P2 (вероятность существования ловушки)

Вероятность существования ловушки обуславливается двумя условно независимыми факторами: вероятностью наличия замкнутого контура и вероятностью наличия флюидоупора.

Поскольку объекты оценки выделены в пределах унаследованных и хорошо изученных бурением структур антиклинального типа и характеризуются значительными (более 20 м) амплитудами, вероятность наличия замкнутого контура принята равной 1.

Резервуар ипатовского горизонта перекрыт отложениями верхней подсвиты березовской свиты регионального распространения, интервал которых разделен на пласты ВБ₀, ВБ₁, ВБ₂ и ВБ₃. Пласт ВБ₃ непосредственно залегает на отложениях пласта НБ₁. Его характерной особенностью является повышенное содержание кремневых примесей, что создает эффект ложной крышки. Отмечается, что в области пониженных толщин пласта ВБ₃ (до 5-20 м, в районе территории исследования) дополнительным барьером для миграции углеводородов выступают глины пласта ВБ₂ [Новоселова, Агалаков, Кудаманов, 2020]. Поскольку изучение флюидоупорных свойств верхнемеловых отложений требует отдельного всестороннего исследования, с учетом вышесказанного, авторы принимают допущение, что на текущем уровне изученности вероятность наличия ловушки P2 для объектов оценки равна 1.

Фактор P3 (вероятность заполнения ловушки)

Вероятность заполнения ловушки определяется наличием источника углеводородов и путей миграции. Источником углеводородов являются залежи апт-альб-сеноманского возраста, наличие которых для объектов оценки подтверждено бурением. Поскольку кузнецовские глины не могут быть абсолютной крышкой, диффузия газа через них существует всегда, поэтому на данной стадии изученности вероятность заполнения ловушки также принята равной 1.

Фактор P4 (вероятность сохранности залежи)

Основным фактором, подвергающим залежи расконсервации, является нарушение экранов вследствие возникновения дизъюнктивных тектонических нарушений [The SSOP Guidelines..., 2000]. Возникновение разломов, приводящих к разрушению залежей в интервале пласта НБ₁, привело бы и к разрушению нижележащих залежей в интервале апт-альб-сеноманского комплекса. Таким образом, наличие нижележащих залежей доказывает сохранность углеводородов в резервуарах НПБС.

В результате выполненного анализа факторов установлено: вероятность существования залежей в ловушках пласта НБ₁ полностью определяется вероятностью наличия эффективного резервуара.

Количественная оценка вероятности наличия эффективного резервуара

Как уже отмечалось выше, зрелость кремнёвого коллектора контролирует структуру порового пространства: увеличение диаметра пор увеличивает объем эффективного пустотного пространства, способного к аккумуляции и фильтрации свободного газа. Следовательно, в условиях доказанного существования источника заполнения резервуара, его эффективность можно определить посредством коэффициента газонасыщенности – отношением объемов открытых газонасыщенных пор к общему объему пор.

Анализ результатов испытаний скважин, вскрывающих интервал изучаемых отложений, показал наличие качественной связи между получением притока газа и величиной коэффициента газонасыщенности (рис. 2). На текущей стадии изученности, в соответствии с результатами испытаний, критическим значением коэффициента газонасыщенности является $K_g = 0,32$: в интервалах коллектора с K_g ниже критического значения притока не получено.

В качестве критерия оценки вероятности наличия эффективного резервуара следует рассматривать вероятность наличия интервалов пласта с коэффициентом газонасыщенности не менее 0,32.

Для дальнейшей оценки авторами введен коэффициент: доля эффективного коллектора (ДЭК), характеризующего отношение суммарной толщины эффективных интервалов (в случае объекта изучения – с $K_g > 0,32$) к общей толщине коллектора. Вероятность наличия ненулевого ДЭК, таким образом, является критерием, характеризующим наличие эффективного коллектора в точке заложения поисковой скважины, и, в рассматриваемом случае, вероятность существования залежи.

Для прогноза ДЭК проанализирован РИГИС скважин в пределах ряда площадей, изученных бурением. Интерпретация выполнена специалистами ООО «ТННЦ» по ранее описанной методике [Ошняков, 2021; Ошняков и др., 2019]. По данным РИГИС сделан расчет

ДЭК в каждой точке скважин, дана оценка наличия статистической зависимости ДЭК от различных свойств геологической среды. В результате установлено наличие прямой линейной зависимости величины ДЭК от средневзвешенного значения K_g (рис. 3), которая позволяет прогнозировать доли продуктивных коллекторов в пределах поисковых объектов по данным прогноза коэффициента газонасыщенности.

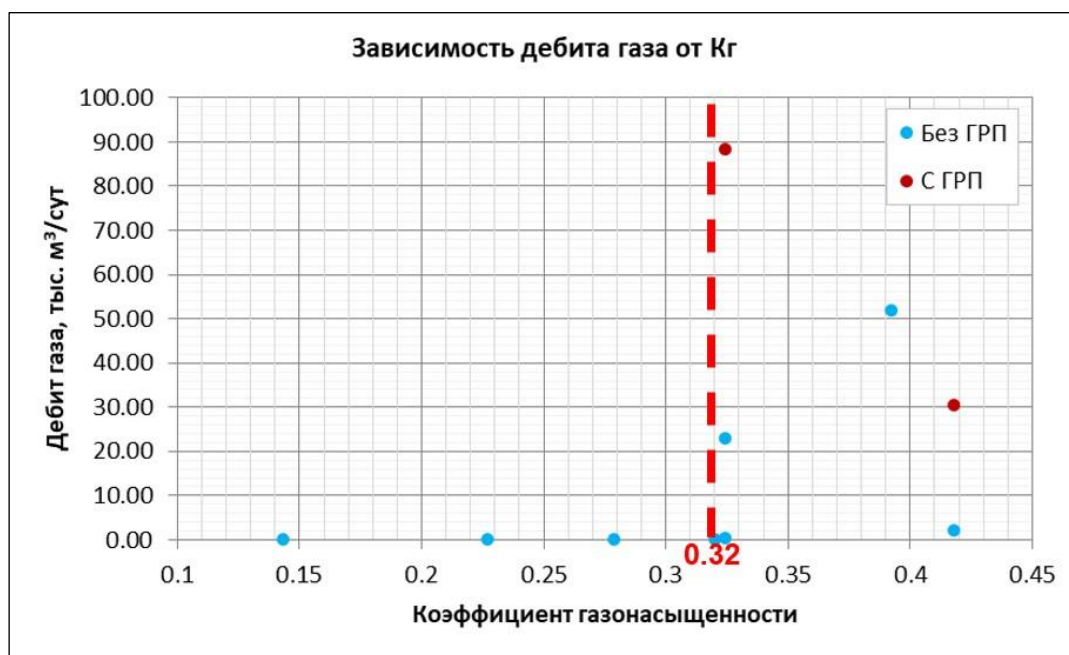


Рис. 2. Анализ результатов испытаний, свидетельствующий о наличии связи между получением притока газа и величиной коэффициента газонасыщенности

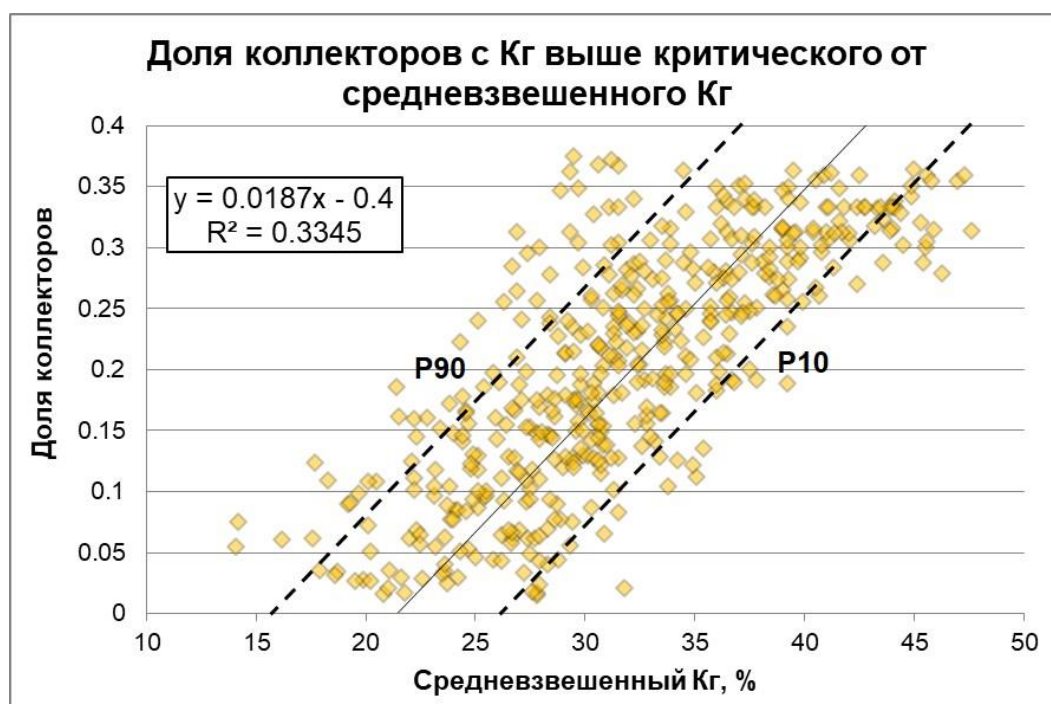


Рис. 3. Диаграмма зависимости доли эффективного коллектора от коэффициента газовой насыщенности по точкам скважин

Прогноз K_g пласта НБ₁ выполнен через прогноз коэффициента объемной влажности ($K_{во}$), который, в свою очередь, прогнозируется через зависимость $K_{во}$ от глубины залегания кровли пласта НБ₁ (поскольку глубина погружения контролирует степень преобразованности кремневого вещества). Расчитаны невязки между фактическими значениями в точках скважин и трендовым (расчитанным по зависимости $K_{во}$ от глубины залегания); карты невязок выполнены интерполяции методом кригинга [Глухов, 2024]. Аналогичным образом сделаны построения для коэффициента пористости (K_p) – по зависимости K_p от глубины залегания отложений пласта НБ₁ (поскольку глубина погружения в региональном масштабе контролирует уплотнение пород коллектора, как следствие – объем пустотного пространства). Расчет K_g произведен по следующей формуле:

$$K_g = 1 - \frac{K_{во}}{K_p}$$

В результате получены карты прогнозных величин K_g и стандартного отклонения прогноза.

Для оценки вероятности наличия эффективного резервуара в каждом прогнозном объекте проведено стохастическое моделирование ДЭК на основе следующих исходных данных:

- нормальная функция плотности вероятности K_g прогнозного объекта. Построена с использованием средних в пределах ловушки прогнозного K_g и стандартного отклонения невязок прогноза (получены по соответствующим картам прогноза);
- аппроксимирующая функция, позволяющая выполнить прогноз ДЭК по данным K_g (см. рис. 3);
- нормальная функция плотности вероятности невязок прогноза ДЭК по K_g в пределах прогнозного объекта с нулевым математическим ожиданием и стандартным отклонением, полученным в результате кригинг-интерполяции невязок между фактическими значениями ДЭК в точках скважин и соответствующими прогнозными значениями по уравнению регрессии.

В каждой реализации стохастического процесса (рис. 4):

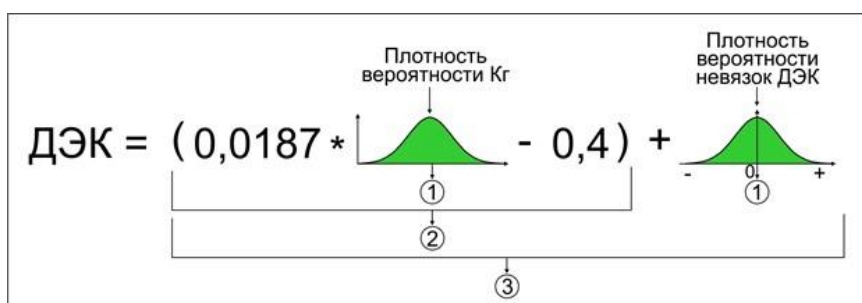


Рис. 4. Алгоритм оценки доли эффективного коллектора

1. сначала случайным образом в соответствии с заданными плотностями вероятности генерировались значение K_g и значение невязки ДЭК;
2. затем по уравнению регрессии K_g пересчитывался в ДЭК;
3. в заключении итоговая оценка ДЭК получалась путем суммирования значения ДЭК и невязки ДЭК.

В результате стохастического моделирования получены эмпирические диаграммы плотности вероятности значений ДЭК для прогнозных объектов. Пример такой диаграммы приведен на рис. 5. Как видно из рисунка, часть диаграммы находится в области положительных значений ДЭК, а часть – в области отрицательных значений. Этот формальный результат имеет следующую содержательную интерпретацию:

– часть фигуры с положительными значениями ДЭК интерпретируется как область существования эффективного резервуара, вероятность его существования в прогнозном объекте соответствует площади фигуры, ограниченной слева нулевым значением ДЭК;

– часть фигуры с отрицательными значениями ДЭК интерпретируется как область отсутствия эффективного резервуара, соответственно вероятность его отсутствия в прогнозном объекте соответствует площади фигуры, ограниченной справа нулевым значением ДЭК.

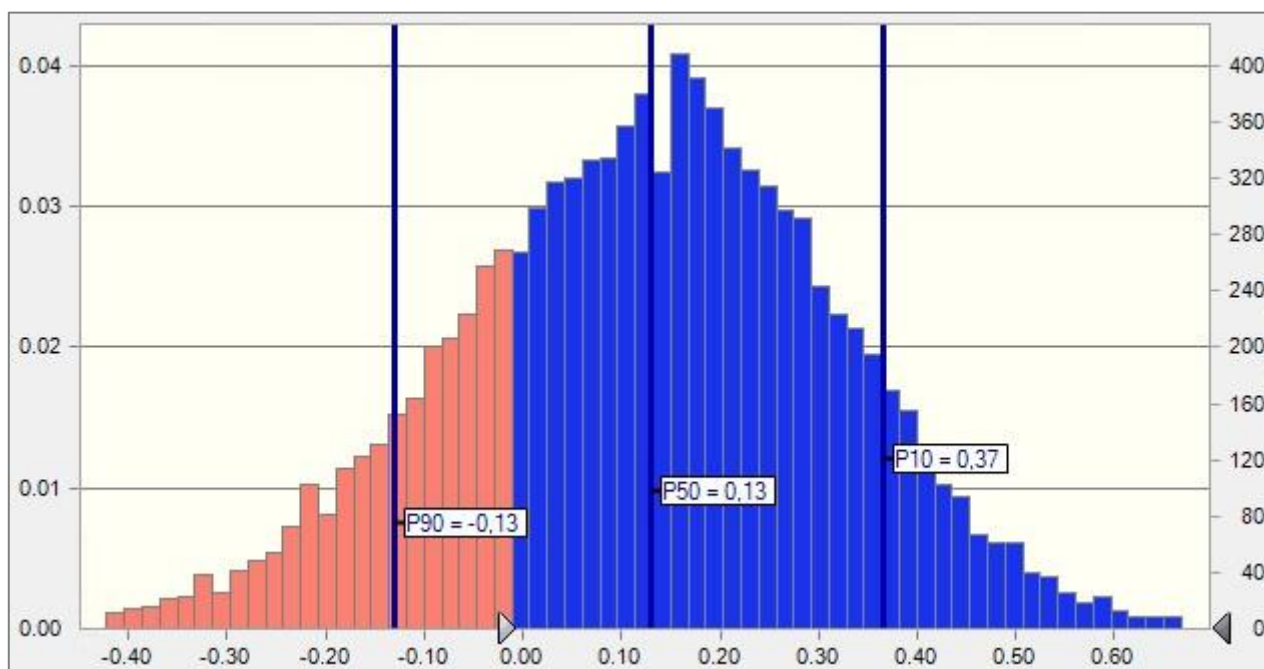


Рис. 5. Диаграмма плотности вероятности значений доли эффективного коллектора для поискового объекта

Площадь синей фигуры интерпретируется как вероятность существования эффективного резервуара, площадь красной фигуры – как вероятность его отсутствия

Технически вероятность существования эффективного резервуара вычисляется как отношение количества итераций с положительной величиной ДЭК к общему количеству итераций.

Результаты работ

В результате выполненных работ получена оценка вероятностей существования залежей газа в пласте НБ₁ верхнего мела в структурных ловушках Надым-Пур-Тазовского региона (табл. 1). Вероятность существования залежей для оцененных объектов изменяется от 0,58 до 0,86.

Таблица 1

Результаты оценки вероятностей существования залежей газа в пласте НБ₁ верхнего мела

Объект	Кп		Кво		Кг		ДЭК		Pg
	Прогноз	σ	Прогноз	σ	Прогноз	σ	Прогноз	σ	
1	0,30	0,03	0,22	0,01	0,26	0,07	0,09	0,12	0,69
2	0,27	0,03	0,18	0,01	0,32	0,09	0,19	0,12	0,70
3	0,28	0,03	0,20	0,01	0,30	0,09	0,17	0,12	0,58
4	0,31	0,03	0,22	0,01	0,29	0,08	0,14	0,12	0,65
5	0,31	0,03	0,22	0,01	0,29	0,08	0,13	0,12	0,58
6	0,32	0,03	0,22	0,01	0,32	0,07	0,20	0,12	0,86
7	0,29	0,03	0,21	0,01	0,27	0,09	0,11	0,12	0,69
8	0,27	0,03	0,18	0,01	0,31	0,09	0,19	0,12	0,78
9	0,30	0,03	0,22	0,01	0,29	0,08	0,14	0,12	0,74
10	0,28	0,03	0,20	0,01	0,30	0,09	0,17	0,12	0,78
11	0,30	0,03	0,21	0,01	0,29	0,08	0,14	0,12	0,74
12	0,33	0,03	0,24	0,01	0,27	0,08	0,11	0,12	0,71
13	0,29	0,03	0,20	0,01	0,31	0,08	0,17	0,12	0,80
14	0,28	0,03	0,20	0,01	0,30	0,09	0,17	0,12	0,74
15	0,28	0,03	0,20	0,01	0,30	0,09	0,17	0,12	0,77
16	0,27	0,03	0,19	0,01	0,31	0,09	0,18	0,12	0,77
17	0,29	0,03	0,21	0,01	0,30	0,08	0,15	0,12	0,77
18	0,31	0,03	0,22	0,01	0,29	0,08	0,13	0,12	0,73
19	0,33	0,03	0,24	0,01	0,28	0,07	0,12	0,12	0,72
20	0,34	0,03	0,25	0,01	0,27	0,08	0,11	0,12	0,70
21	0,36	0,02	0,26	0,01	0,28	0,06	0,13	0,11	0,78
22	0,29	0,03	0,20	0,01	0,30	0,09	0,16	0,12	0,74
23	0,29	0,03	0,20	0,01	0,30	0,08	0,16	0,12	0,76

В соответствии с результатами оценки наиболее перспективными с точки зрения вероятности существования залежей газа являются крупные объекты, приуроченные к северной части территории исследования.

Заключение

Залежи и ловушки газа в кремнёвых резервуарах НПБС Надым-Пур-Тазовского региона могут рассматриваться как возвратный объект газодобычи после истощения запасов основных залежей сеномана. Однако эти объекты существенно не доизучены, что сдерживает проведение организационно-технических мероприятий по их вовлечению в разведку и разработку. С точки зрения авторов в настоящее время назрела необходимость выполнения вероятностной оценки локализованных ресурсов газа в наиболее перспективном пласте НБ₁ Надым-Пур-Тазовского региона с целью ранжирования ловушек по степени перспективности.

Однако методика обоснования основного компонента такой оценки – вероятности существования залежей газа – для этих нетрадиционных резервуаров пока не разработана. В рамках решения этой задачи авторами проанализированы основные факторы, контролирующие существование залежей в пласте НБ₁.

Для дальнейшего анализа введен параметр «доля эффективных коллекторов», рассчитанный как отношение суммарной мощности прослоев коллекторов с Кг более 0,32 в общей мощности коллекторов. Установлено, что он удовлетворительно коррелируется со средневзвешенным коэффициентом газонасыщенности пласта, определенным по данным ГИС.

В результате исследования для пласта НБ₁ Надым-Пур-Тазовского региона построены следующие карты:

- карта прогноза средневзвешенного Кг;
- карта оценки стандартного отклонения невязок прогноза Кг;
- карта оценки стандартного отклонения невязок прогноза ДЭК.

Полученные результаты позволили оценить вероятности существования залежей в ловушках путем стохастического моделирования возможных значений Кг и ДЭК в ловушках с последующим численным интегрированием результирующих эмпирических функций плотности вероятности ДЭК.

Наиболее перспективными с точки зрения вероятности существования залежей газа в интервале пласта НБ₁ являются крупные поисковые объекты, приуроченные к северной части Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири.

Литература

Березовская свита Западной Сибири: геология и газоносность / С.Е. Агалаков, М.А. Александров, Н.Н. Аржиловская, О.В. Бакуев, А.О. Гордеев, Я.И. Гильманов, Т.В. Глухов, Н.П. Девятка, Л.Р. Дистанова, С.А. Заночуев, А.А. Калабин, Т.М. Карих, Е.С. Климова, А.И. Кудаманов, О.В. Кудряшова, А.А. Кузовков, О.А. Лознюк, В.А. Маринов, Д.Г. Митрофанов, Н.В. Нассонова, М.Ю. Новоселова, С.В. Осипов, И.О. Ошняков,

И.Г. Павлуткин, А.В. Соловьева; Тюменский нефтяной научный центр, Нефтяная компания «Роснефть» - Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2024. - 380 с.

Бурлин Ю.К., Плюснина И.И. Фазовые переходы кремнезема в нефтеносных толщах // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. - 2008. - С. 24-31. EDN: [JVAPQN](#)

Гильманов Я.И. Оценка емкостного пространства березовской свиты современными лабораторными методами // Вести газовой науки. - 2021. - № 1 (46). - С. 170-175. EDN: [YDYMYN](#)

Глухов Т.В. Новый подход к оценке рисков и неопределенностей параметров резервуаров в геологоразведочном процессе // Экспозиция Нефть Газ. - 2022. - № 6. - С. 34-38. DOI: [10.24412/2076-6785-2022-6-34-38](#)

Глухов Т.В. Прогноз коэффициента газонасыщенности в отложениях пласта НБ1 верхнего мела в пределах Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2024. - № 3 (165). - С. 11-23. DOI: [10.31660/0445-0108-2024-3-11-23](#)

Глухов Т.В., Рязанова Т.А., Новоселова М.Ю. Оценка генерационного потенциала отложений кузнецовской и березовской свит Западной Сибири // Новые технологии - нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. - Тюмень: ТИУ, 2020. - С. 20-22. EDN: [ULOGRI](#)

Дорошенко А.А., Карымова Я.О. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. - 2017. - № 6 (59). - С. 23-27. EDN: [ZMZNFT](#)

Карымова Я.О. Литолого-емкостная модель пустотного пространства нанокolleкторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. - 2018. - № 3 (63). - С. 20-24. EDN: [XOGVSX](#)

Новоселова М.Ю., Агалаков С.Е., Кудаманов А.И. Характеристика верхнемеловых флюидоупоров Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2020. - № 10 (346). - С. 35-46. DOI: [10.30713/2413-5011-2020-10\(346\)-35-46](#)

Ошняков И.О. Выделение эффективных толщин в опокovidных отложениях березовской свиты по данным расширенного комплекса ГИС и керновых исследований // Каротажник. - 2021. - Вып. 8 (314). - С. 110-120. EDN: [LKBFEN](#)

Ошняков И.О., Хабаров А.В., Митрофанов Д.А., Лознюк О.А. Изучение отложений березовской свиты по данным расширенного комплекса ГИС и керновых исследований на примере Харампурского месторождения // Каротажник. - 2019. - Вып. 300. - С. 103-117. EDN: [ZRUVQI](#)

Поляков А.А. Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2016. - Т.11. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/3/3_2016.pdf DOI: [10.17353/2070-5379/3_2016](#)

Поляков А.А., Мурзин Ш.М. Международный опыт анализа геологических рисков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2012. - Т. 7. - № 4. - http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf EDN: [PLHDHV](#)

The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects. - 2000. - 35 p. - http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC11_caluyong.pdf

Glukhov T.V., Lebedev M.V.

LLC RN-Geology Research Development, Tyumen, Russia, tvglukhov@rn-gir.rosneft.ru, mvlebedev2@rn-gir.rosneft.ru

ASSESSING THE PROBABILITY OF A GAS ACCUMULATION IN THE UPPER CRETACEOUS NB₁ RESERVOIR UNIT IN THE NADYM-PUR-TAZ AREA

This paper study the existing probability of a gas accumulations in the Upper Cretaceous NB₁ reservoir unit in the Nadym-Pur-Taz area of Western Siberia. The objective assessment of the probability of gas accumulation existing in the NB₁ reservoir unit was addressed using a methodological approach based on stochastic modeling of reservoir parameters using their critical values. The key factors controlling the existence of gas accumulation in the NB₁ reservoir unit are analyzed. It is concluded that the primary critical factor is the presence of an effective reservoir with a pore structure that does not impede gas accumulation and filtration.

Keywords: gas accumulation, NB₁ reservoir unit, Upper Cretaceous, stochastic modeling of reservoir parameters, reservoir probability, Nadym-Pur-Taz area, Western Siberia.

For citation: Glukhov T.V., Lebedev M.V. Otsenka veroyatnosti sushchestvovaniya zalezhey gaza v plaste NB₁ verkhnego mela Nadym-Pur-Tazovskogo regiona [Assessing the probability of a gas accumulation in the Upper Cretaceous NB₁ reservoir unit in the Nadym-Pur-Taz area]. Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2025, vol. 20, no. 4, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/38_2025.html EDN: TJSVYQ

References

Berezovskaya svita Zapadnoy Sibiri: geologiya i gazonosnost' [The Berezov Formation of Western Siberia: geology and gas productivity]. S.E. Agalakov, M.A. Aleksandrov, N.N. Arzhilovskaya, O.V. Bakuev, A.O. Gordeev, Ya.I. Gil'manov, T.V. Glukhov, N.P. Devyatka, L.R. Distanova, S.A. Zanochev, A.A. Kalabin, T.M. Karikh, E.S. Klimova, A.I. Kudamanov, O.V. Kudryashova, A.A. Kuzovkov, O.A. Loznyuk, V.A. Marinov, D.G. Mitrofanov, N.V. Nasonova, M.Yu. Novoselova, S.V. Osipov, I.O. Oshnyakov, I.G. Pavlutkin, A.V. Solov'eva; Tyumenskiy neftyanoy nauchnyy tsentr, Neftyanaya kompaniya «Rosneft» Tyumen': IPTs «Ekspress», 2024, 380 p. (In Russ.).

Burlin Yu.K., Plyusnina I.I. Fazovye perekhody kremnezema v neftenosnykh tolshchakh [Phase transitions of silica in oil-bearing strata]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Ser. 4. Geologiya*, 2008, no. 3, pp. 24-31. (In Russ.). EDN: [JVAPQN](#)

Doroshenko A.A., Karymova Ya.O. Kharakteristika pustotnogo prostranstva opok senonskikh otlozheniy severa Zapadnoi Sibiri [Properties of voids in the Senonian gaize of the northern part of Western Siberia]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*, 2017, issue 6, pp. 23-27. (In Russ.). EDN: [ZMZNFT](#)

Gilmanov Ya.I. Otsenka emkostnogo prostranstva berezovskoy svity sovremennymi laboratornymi metodami [Void space assessment with modern laboratory tests. A case of Berezov Formation]. *Vesti Gazovoy Nauki*, 2021, no. 1 (46), pp. 170-175. (In Russ.). EDN: [YDYMYN](#)

Glukhov T.V. Noviy podhod k otsenke riskov i neopredelennostey parametrov rezervuarov v geologorazvedochnom proizvodstve [A new approach to risk assessment and volumetric parameters uncertainty analysis for exploration process]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*, 2022, issue 6, pp. 34-38. (In Russ.). DOI: [10.24412/2076-6785-2022-6-34-38](https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-6-34-38)

Glukhov T.V. Prognoz koefficienta gazonasyschennosti v otlozheniyakh plasta NB₁ verkhnego mela v predelakh Nadym-Pur-Tazovskogo ergiona Zapadnoy Sibiri [A forecast of the gas saturation factor in the NB₁ reservoir unit of Upper Cretaceous strata within the Nadym-Pur-Taz area of Western Siberia]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, 2024, no. 3, pp. 11-23. (In Russ.). DOI: [10.31660/0445-0108-2024-3-11-23](https://doi.org/10.31660/0445-0108-2024-3-11-23)

Glukhov T.V., Ryazanova T.A., Novosyolova M.Yu. Otsenka generatsionnogo potentsiala kuznetsovskoi i berezovskoi svit Zapadnoy Sibiri [Assessment of the generation potential of the Kuznetsov and Berezov Formations of Western Siberia]. *Novye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchennykh*. Tyumen': TIU, 2020, pp. 20-22. (In Russ.). EDN: [ULOGRI](#)

Karymova Ya.O. Litologo-emkostnaya model' pustotnogo prostranstva nanokollektorov nizheberezovskoy podsvity severa Zapadnoy Sibiri [Lithological-capacitive models of voids of nano-reservoirs in the Lower Berezov Subformation in the north of the Western Siberia]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz*, 2018, issue 3, pp. 20-24. (In Russ.). EDN: [XOGVXSX](#)

Novoselova M.Yu., Agalakov S.E., Kudamanov A.I. Kharakteristika verkhnemelovykh flyuidoporov Zapadnoy Sibiri [Characteristics of Upper Cretaceous seal rocks of Western Siberia]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2020, no. 10 (346), pp. 35-46. (In Russ.). DOI: [10.30713/2413-5011-2020-10\(346\)-35-46](#)

Oshnyakov I.O. Vydeleniye yeffektivnykh tolschin v opokovidnykh otlozheniyakh berezovskoy svity po dannym rasshirennogo kompleksa GIS I kernovykh issledovaniy [Effective thickness identification in Berezov Formation opoka-like strata from the data of a wider logs set and core analyses]. *Karotazhnik*, 2021, issue 314, pp. 110-120. (In Russ.). EDN: [LKBFEN](#)

Oshnyakov I.O., Khabarov A.V., Mitrofanov D.A., Loznyuk O.A. Izucheniye otlozheniy berezovskoy svity po dannym rasshirennogo kompleksa GIS I kernovykh issledovaniy na primere Kharampurskogo mestorogdeniya [Studying Berezov Formation from the data of an augmented logs set and a core analysis on the example of Kharampur field]. *Karotazhnik*, 2019, issue 300, pp. 103-117. (In Russ.). EDN: [ZRVVQI](#)

Polyakov A.A. Sistemnyy podkhod k analizu i snizheniyu riska pri poiskakh i razvedke mestorozhdeniy nefti i gaza [Systematic approach to the risk reduction analysis during prospecting and exploration activity of oil and gas fields]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2016, vol. 11, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/3/3_2016.pdf (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/3_2016](#)

Polyakov A.A., Murzin Sh.M. Mezhdunarodnyy opyt analiza geologicheskikh riskov [International experience in geological risk analysis]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2012, vol. 7, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf (In Russ.). EDN: [PLHDHV](#)

The CCOP guidelines for risk assessment of petroleum prospects, 2000, 35 p., available at: http://www.ccop.or.th/ppm/document/INWS1/INWS1DOC11_caluyong.pdf