

**Временные методические рекомендации
по подсчёту запасов свободного газа в залежах
берёзовской свиты и её аналогов в пределах Западно-
Сибирской нефтегазоносной провинции**

Тюмень - Москва, 2021

ВВЕДЕНИЕ

Методические рекомендации по подсчёту запасов свободного газа в залежах берёзовской свиты и её аналогов в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (далее – Методические рекомендации) разработаны в соответствии с Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477, и рекомендуются к применению при выполнении подсчета запасов горючих газов в отложениях берёзовской свиты и её аналогов в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (далее – березовская свита), в связи с особенностями их геологического строения. Оценка ресурсов в данном документе не рассматривается.

Методические рекомендации являются дополнением к действующим Методическим рекомендациям по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 №477, утвержденным распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 №3-р (далее – Методические рекомендации по применению Классификации запасов).

Настоящие Методические рекомендации разработаны с целью повышения качества изучения отложений берёзовской свиты, а также совершенствования методических подходов при определении подсчётных параметров, выделении площадей категорий запасов и подсчета их количества, созданию цифровых геологических моделей и проведению государственной экспертизы.

Детальное геологическое описание и текущий опыт нефтегазодобывающих компаний, а также рекомендации по изучению отложений березовской свиты представлены в Пояснительной записке к настоящим Методическим рекомендациям.

Рекомендации по проектированию полевых работ; технологиям строительства, бурения, заканчивания скважин; по технологии отбора и лабораторным исследованиям керна; по испытанию пластов берёзовской свиты приведены в Приложениях 1-4 к Методическим рекомендациям, соответственно.

Методические рекомендации подготовлены авторским коллективом по поручению и под руководством специалистов ФБУ «ГКЗ»

(от ФБУ «ГКЗ»: Р.М. Курашин, В.С. Ульянов, Е.Р. Чухланцева, Н.И. Базаревская, О.В. Трофимова;

от научных и производственных организаций:

В.С. Афанасьев, А.Б. Фукс, А.Н. Рыбьяков, А.А. Дорошенко, А.А. Нежданов, А.Н. Шандрыгин, А.В. Ершов, И.В. Качинскас, П.Н. Кокарев, Н.М. Залётова, Я.О. Карымова, И.А. Паршуков, Д.Б. Родивилов, И.В. Вяткина, О.А. Лознюк, О.В. Бакуев, С.Е. Агалаков, Я.И. Гильманов, Н.В. Нассонова, А.В. Новокрещин, А.И. Кудаманов, В.А. Маринов, А.О. Гордеев, Л.Р. Дистанова, С.А. Заночуев, И.О. Ошняков, А.А. Калабин, В.А. Павлов, Н.В. Павлюков, А.В. Пташный, Е.Б. Бондарев, С.В. Колбиков, В.Е. Пономарёв, В.В. Вингалов, В.Г. Мамяшев, О.В. Постникова).

1. Общие положения

1. Берёзовская свита залегает под ганькинским горизонтом, подстилается кузнецовским горизонтом и состоит из двух подсвит - нижней и верхней. Глубины залегания кровли изменяются в пределах абсолютных отметок (далее - а.о.) от минус 500 м до минус 1200 м.

2. В отложениях берёзовской свиты выделяется два сейсмостратиграфических комплекса: отражающие горизонты (далее – ОГ) С4-С3 и С3-С2.

Сейсмокомплекс ОГ С4-С3 (коньяк-сантонский возраст) приурочен к нижнеберёзовскому горизонту и включает нижнеберёзовскую подсвиту и её стратиграфические аналоги: нижнечасельскую подсвиту и нижнюю часть славгородской свиты.

Сейсмокомплекс ОГ С3-С2 (кампанский ярус) представлен в разрезе отложениями верхнеберёзовской подсвиты и её аналогов: верхнечасельской подсвиты и верхней части славгородской свиты.

3. Породы-коллекторы в отложениях нижнеберёзовской подсвиты представлены силицитами глинистыми, верхнеберёзовской подсвиты - глинами кремнистыми и глинистыми алевролитами.

4. В составе нижнеберёзовской подсвиты выделяется по соотношению глин и кремнезёма четыре пласта (пачки, стратоны): НБ₄, НБ₃ (русскореченская), НБ₂, НБ₁ (хэяхинская).

В верхнеберёзовской подсвите выделяются четыре пласта – ВБ₃, ВБ₂, ВБ₁, ВБ₀.

Основные запасы газа сосредоточены в нижнеберёзовской подсвите, залежи в верхнеберёзовской подсвите имеют подчиненное значение. Перспективными являются пласт ВБ₁, а также кремнистый пласт ВБ₃, залегающий в основании верхнеберёзовской подсвиты (рисунок 1.1).

5. Коллекторы характеризуются высокой пористостью (пористость достигает 40%) и низкой проницаемостью (менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Основной объём пустотного пространства (до 97% относительных) коллекторов связан с порами, а ёмкость микротрещин носит подчинённый характер, составляя в среднем около 1/30 (одной тридцатой) от общей пористости. Коллектор относится к трещинно-поровому типу. Трещинная составляющая силицитов не превышает 5% от общей ёмкости порового пространства.

6. Поровое пространство коллекторов нижнеберёзовской подсвиты более чем на 50% представлено мезопорами (диаметры от 2 нм до 50 нм), которые заполнены связной водой. При этом в пластах НБ₁ и НБ₂ доля мезопор превышает 75%, газонасыщенность составляет около 25%. В пластах НБ₃ и НБ₄, где мезопоры составляют не более 50 % объёма пустот, газонасыщенность может достигать 50% и более.

7. Коллекторы характеризуются высоким содержанием глинистых минералов, набухающих при взаимодействии с водными растворами. Рекомендуются использование безводных растворов при бурении скважин, при отборе и лабораторных исследованиях керна.

При невозможности использования безводных растворов допускается использование при бурении скважин растворов на водной основе. При этом обязательным условием является использование трассеров (Уранин-А, флуоресцеин и их аналоги) для контроля проникновения фильтрата бурового раствора (далее – ФБР) в керн.

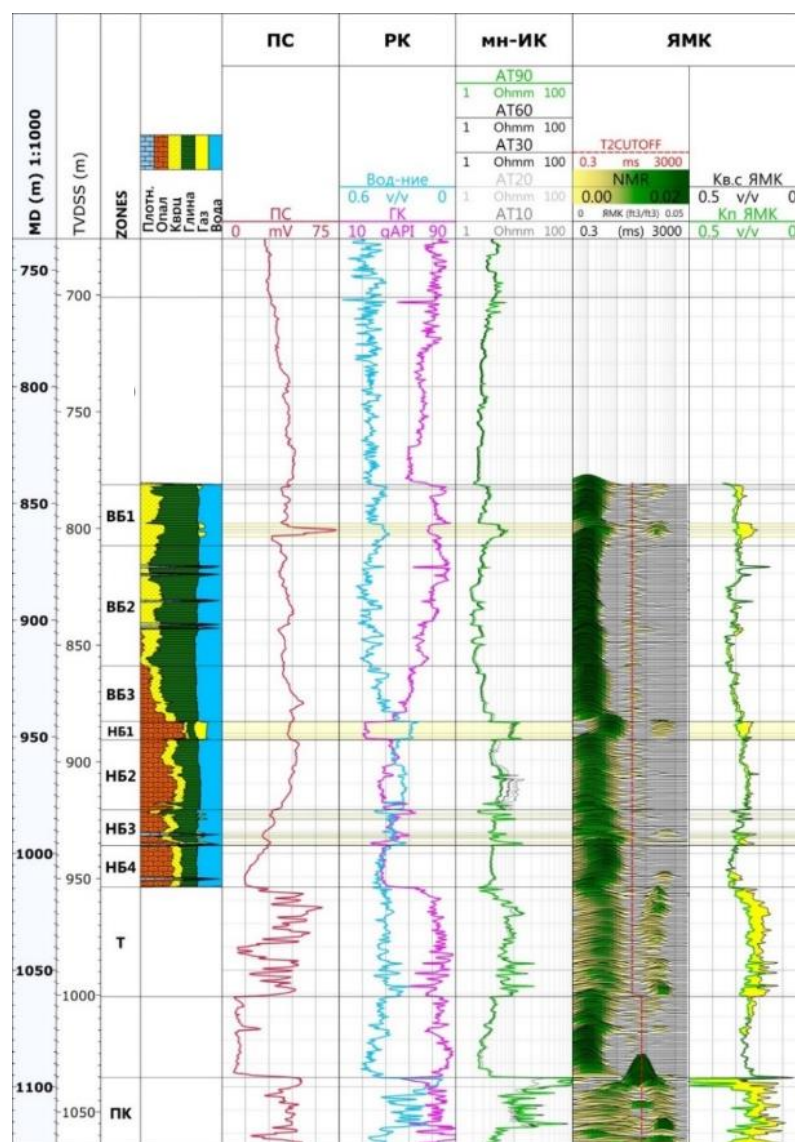


Рисунок 1.1 Индексация пластов берёзовской свиты

8. Отложения берёзовской свиты отличаются сложностью выделения коллекторов по стандартному комплексу геофизических исследований скважин (далее – ГИС). Рекомендуется использовать расширенный комплекс методов ГИС.

9. Основным методом определения стратиграфических границ внутри берёзовской свиты является метод гамма каротажа (далее – ГК). Определение стратиграфических границ проводится методом отсечки по граничному значению двойного разностного параметра ГК ($\Delta J_{ГК}$). При этом линия максимальных значений проводится по наиболее радиоактивным глинам подстилающей кузнецовской свиты. В качестве отсечки по диаграмме $\Delta J_{ГК}$ рекомендуется использовать граничное значение равное 0,50-0,55 отн. ед.

10. Кровля нижнеберёзовской подсвиты характеризуется резким падением радиоактивности по ГК.

Верхняя пачка подсвиты НБ₁ характеризуется самой низкой радиоактивностью и минимальными значениями по ГК, НБ₃ – максимально высокими значениями ГК в пределах подсвиты. Пачки НБ₂ и НБ₄ имеют промежуточные значения радиоактивности. Подошва нижнеберёзовской подсвиты характеризуется резким ростом показаний кривой ГК.

11. Допускается использование других методов ГИС в качестве дополнительных для определения стратиграфических границ внутри березовской свиты, вследствие влияния на них характера насыщенности породы: электромагнитный (проводимости), нейтронный (далее – НК) и плотностной каротажи. Газоводяной контакт (далее – ГВК) может исказить реальное литологическое расчленение.

12. Дифференциация пластов берёзовской свиты по данным ГИС приведена в таблице (Табл. 1.1).

Таблица 1.1

Пласт	ГК gAPI			ГТК-П г/см ³			УЭС_ИК Ом*м		
	min	средн	max	min	средн	max	min	средн	max
ВБ ₁	55,8	73,9	88,8	1,6	2,2	2,7	2,0	3,7	12,2
ВБ ₂	36,0	66,8	89,5	1,9	2,2	3,0	1,7	2,6	5,6
ВБ ₃	Пласт имеет промежуточные характеристики между ВБ ₂ и НБ ₁								
НБ ₁	19,7	29,3	50,4	1,7	1,9	2,1	2,9	8,3	14,5
НБ ₂	29,4	38,8	60,3	2,0	2,1	2,2	2,4	5,2	27,9
НБ ₃	29,7	44,8	97,4	1,9	2,1	2,4	1,7	5,0	15,0
НБ ₄	35,9	43,4	96,1	2,0	2,1	2,6	1,7	4,0	5,9

13. При увязке информации по лабораторному изучению керна с данными ГИС рекомендуется формировать статистические выборки по интервалам толщиной 0,4 м, что соответствует минимальному значению вертикальной разрешающей способности методов ГИС. При этом рекомендуется соблюдать следующие требования:

- регистрация данных ГИС с шагом квантования не менее 0,1 м;
- обеспечение максимального выноса керна (не менее 90%);
- обеспечение плотности исследований не менее 2-3 образцов на один метр вынесенного керна (1 образец на интервал толщиной 0,4 м).

2. Подсчёт запасов свободного газа и содержащихся в нём попутных компонентов

2.1 Методы подсчёта запасов

14. Основным методом подсчета начальных геологических запасов свободного газа в залежах берёзовской свиты является объёмный метод.

а) При отсутствии взаимосвязи между подсчётными параметрами K_p , K_r , K_t расчет запасов производится в соответствии с формулой:

$$Q_{г0} = F \cdot h_{эф.г} \cdot K_p \cdot K_r \cdot K_t, \quad (2.1)$$

где $Q_{г0}$ – начальные геологические запасы свободного газа, млн м³;

F – площадь залежи с точностью до целых, тыс. м²;

$h_{эф.г}$ – средняя для залежи эффективная газонасыщенная толщина с точностью до одного знака после запятой, м;

K_p – средневзвешенный по эффективным толщинам коэффициент открытой пористости с точностью до двух знаков после запятой (большее количество знаков после запятой обосновывается дополнительно);

K_r – средневзвешенный по произведению пористости и эффективных толщин для залежи коэффициент газонасыщенности с точностью до двух знаков после запятой (большее количество знаков после запятой обосновывается дополнительно);

K_p , K_t – поправка на сверхсжимаемость углеводородного газа и поправка на пластовую температуру, соответственно, с точностью до трёх знаков после запятой.

б) При наличии взаимосвязи части параметров $h_{эф.г}(x, y)$, $K_p(x, y)$, $K_r(x, y)$ между собой подсчёт начальных геологических запасов свободного газа $Q_{г0}$, млн m^3 осуществляется «методом изолиний» и/или «методом полей газонасыщенных объёмов» по формуле:

$$Q_{г0} = K_p \cdot K_t \cdot \iint_F h_{эф.г}(x, y) \cdot K_p(x, y) \cdot K_r(x, y) dx dy, \quad (2.2)$$

где: F – площадь залежи, тыс. m^2 ;

$h_{эф.г}(x, y)$ – функция, которая устанавливает для каждой точки (x, y) площади F значение вертикальной эффективной газонасыщенной толщины залежи, м;

$K_p(x, y)$ – функция, которая устанавливает для каждой точки (x, y) площади F усреднённое по вертикальным пересечениям подсчётного объекта значение коэффициента пористости со взвешиванием по толщинам газонасыщенных прослоев;

$K_r(x, y)$ – функция, которая устанавливает для каждой точки (x, y) площади F усреднённое по вертикальным пересечениям подсчётного объекта значение коэффициента газонасыщенности со взвешиванием по произведениям толщин газонасыщенных прослоев на пористость слагающих их пород.

Расчёт по формуле (2.2) осуществляется по площади, путём построения карты изолиний числовых моделей полей и произведением вертикальной газонасыщенной толщины объекта на коэффициенты пористости и газонасыщенности.

15. Расчёт начальных извлекаемых запасов сухого газа производится в соответствии с формулой:

$$Q_{гс_{извл.}} = Q_{гс_{геол.}} \cdot \gamma, \quad (2.3)$$

где, $Q_{гс_{извл.}}$ – начальные извлекаемые запасы сухого газа, млн m^3 ;

$Q_{гс_{геол.}}$ – начальные геологические запасы сухого газа, млн m^3 ;

γ – коэффициент извлечения газа.

2.2 Выделение подсчётных объектов

16. В верхнеберёзовской подсвите продуктивен пласт ВБ₁, который отделяется от нижнеберёзовской подсвиты глинистым непродуктивным пластом ВБ₂ и глинистым пластом ВБ₃, проявляющим газонасыщенность только в отдельных скважинах.

Породы-коллекторы пласта ВБ₁ терригенного типа характеризуются более высокой проницаемостью в сравнении с пластами нижнеберёзовской подсвиты. Рекомендуется продуктивный терригенный пласт ВБ₁ рассматривать в качестве самостоятельного подсчётного объекта.

17. Продуктивные пласты нижнеберёзовской подсвиты не отделяются друг от друга непроницаемыми перемычками глин или аргиллитов. Породы-коллекторы в них имеют различную структуру пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства (далее – ФЕС). При близких по значению коэффициентах пористости, они имеют различия в значениях эффективной пористости и коэффициента газонасыщенности.

Степень газонасыщенности коллекторов нижеберёзовской подсвиты определяется структурой порового пространства, а не превышением их над уровнем ГВК. Допускается объединение в один подсчётный объект тех пластов, которые имеют близкие значения газонасыщенности (например, пласты одного литотипа: либо глино-ОКТ (опал+кристобалит+тридимит)-кварцевых силицитов, либо глино-кварцевых силицитов).

2.3 Использование данных сейсморазведки для подсчета запасов, построение структурного каркаса

18. Картирование газовых залежей в отложениях берёзовской свиты («аномалия типа залежь») рекомендуется проводить на основе динамического анализа (полные, положительные, отрицательные амплитуды и энергии в различных по диапазону времён окнах, пиковые, мгновенные амплитуды) и/или детального анализа скоростей по данным сейсморазведки МОГТ.

При картировании временных толщин необходимо учитывать компрессионный эффект, возникающий из-за разных глубин залегания изучаемых отложений, а также изменение толщин картируемых стратонов в разных частях структуры.

19. Применение программ подавления случайных и регулярных помех при обработке сейсмических данных должно сопровождаться контролем за неизменностью распределения амплитуд до и после их применения.

Рекомендуемым методом контроля качества сохранения амплитуд является сопоставление графиков изменения амплитуд в зависимости от удаления на реальных и синтетических сейсмограммах, полученных на основе измерений упругих свойств в скважинах.

20. Обработку сейсмических данных рекомендуется выполнять по стандартному графу с учетом характерных особенностей берёзовской свиты, включая процедуры временной миграции до суммирования с сохранением азимутов и анизотропной глубинной миграции до суммирования.

Последовательность и комбинация процедур обработки выбирается по результатам тестирования и может быть изменена на любом этапе работ, при необходимости.

21. Основным результатом обработки сейсмических данных являются полная мигрированная сумма и набор частичных угловых азимутальных сумм, кубы быстрых и медленных скоростей. Так же для последующих структурных построений рекомендуется выполнить расчет горизонтальных спектров скоростей по целевым горизонтам.

22. Для геологического моделирования и прогноза свойств газовых залежей нижеберёзовской подсвиты по данным сейсморазведки МОГТ 3D рекомендуется использовать разнообразные инверсии волнового поля (например, акустическая, синхронная), AVO и AVAZ преобразования волнового поля.

23. Структурные построения проводятся с применением метода пропорционального деления общей толщины соответствующего горизонта: для пластов горизонта ВБ с использованием ОГ С2 и ОГ С3, для горизонта НБ – ОГ С3 и ОГ С4.

2.4 Обоснование газоводяного контакта, границ залежей

24. При подсчёте запасов продуктивных пластов берёзовской свиты положение ГВК определяется по результатам испытаний скважин в колонне с учетом границ

аномалии на карте сейсмического атрибута среднеквадратичных (RMS) амплитуд (при наличии).

Для пласта НБ₁, в котором кремнезём представлен в большей степени ОКТ-фазой, пониженные значения RMS амплитуд могут соответствовать зонам ухужденных ФЕС.

25. При отсутствии притоков пластовой воды принимается условный подсчётный уровень (далее – УПУ) по подошве нижнего газонасыщенного пропластка коллектора, определённого по данным ГИС, и/или из которого при испытании получен приток газа.

В случае структурного не замыкания залежи, УПУ может быть принят по контуру распространения сейсмического атрибута типа «яркое пятно».

26. Внешний контур газоносности определяется по линии пересечения принятого ГВК (УПУ) и структурной карты по кровле коллектора рассматриваемого пласта.

27. Для геометризации площадей залежи и определения зон отсутствия коллектора (глинизации), для терригенных пластов ВБ, выполняется анализ связи эффективных толщин пласта с данными динамического анализа по сейсмике (при наличии выполненных результатов синхронной инверсии, карты средних значений отношения V_p/V_s).

В случае вскрытия скважинами зон глинизации, площади этих зон могут уточняться в соответствии с поведением сейсмических атрибутов в межскважинном пространстве. Исходя из особенностей формирования динамических аномалий, следует, что динамическая аномалия обусловлена резким понижением акустических жёсткостей пород берёзовской свиты, вызванных их газонасыщенностью. В пределах залежи нормированные амплитуды должны характеризоваться повышенными значениями, а за её пределами – пониженными.

28. Использование для обоснования границ залежи других методов (газовая съёмка, высокоплотная гравиметрия и магнитометрия) допускается при отсутствии качественных сейсмических исследований или в качестве дополнительной информации, в связи с их низкой точностью.

2.5 Определение газонасыщенных толщин

29. Определение коллекторов в разрезе берёзовской свиты осуществляется методами ГИС и по данным бурения скважин по прямым и косвенным методам.

30. К прямым качественным признакам коллекторов относятся:

- наличие дополнительной моды на распределении продольной релаксации T_2 для скважин, пробуренных с использованием раствора на углеводородной основе (далее – РУО) по данным ядерно-магнитного каротажа (далее – ЯМК);
- значительная разница между объемной влажностью и пористостью по ЯМК для скважин на РУО с записью диэлектрического каротажа (МВДК), позволяющего определить объёмную влажность породы, свидетельствующая о проникновении фильтра РУО (керосин) в пласт.
- другие прямые качественные признаки позволяющие подтвердить факт проникновения фильтра бурового раствора в пласт, например закачка меченой жидкости в пласт.

31. Косвенные количественные критерии выделения коллекторов определяются с помощью статистических способов расчёта с построением кумулятивных кривых распределения коэффициента эффективной пористости. Куммуляты строятся по данным скважин с прямыми качественными признаками.

Граничное значение эффективной пористости используется для выделения коллекторов в скважинах, где невозможно использовать прямые качественные признаки.

32. Эффективная газонасыщенная толщина пласта в скважине вычисляется как сумма толщин прослоев газонасыщенных коллекторов, выделенных по прямым или косвенным признакам. На основе этой величины определяется коэффициент доли газонасыщенных коллекторов (далее - Кдгк) в разрезе скважины, как отношение эффективной газонасыщенной толщины к общей.

33. Карта эффективных газонасыщенных толщин строится путём перемножения карты общих газонасыщенных толщин коллекторов (от кровли коллекторов до поверхности ГВК) на значение определенного по данным ГИС параметра Кдгк.

2.6 Определение коэффициента пористости

34. По данным гамма-гамма-плотностного каротажа (ГГК-П) коэффициент пористости рассчитывается с применением уравнения по данным объемной плотности, минералогической плотности и плотности флюида. При этом минералогическая плотность нижеберезовской подсвиты не может задаваться в качестве константы, в связи с значительным влиянием доли ОКТ-фазы на величину минералогической плотности. Для определения минералогической плотности по данным ГИС рекомендуется использовать статистическую зависимость типа «керна-ГИС», например, от показаний ГК.

35. По данным НК коэффициент пористости рассчитывается как разница между суммарным водородосодержанием и водородосодержанием твердой фазы. При этом водородосодержание твердой фазы рассчитывается по статистической зависимости, например, от показаний ГК.

36. Оценка коэффициента пористости по данным акустического каротажа (далее – АК) производится с учётом литологической типизации литотипов посредством зависимостей типа «керна-ГИС».

37. При определении Кп по данным ЯМК рекомендуется учитывать только содержание остаточного газа в зоне проникновения, так как его водородный индекс значительно отличается от водородосодержания воды. При этом не требуется учитывать содержание ОКТ-фазы и содержание других минералов, так как ЯМК не чувствителен к минералогической изменчивости березовской свиты.

38. Выбор метода определения результирующего коэффициента пористости осуществляется для каждой скважины согласно проведенному в ней комплексу ГИС.

39. В качестве результирующего коэффициента пористости рекомендуется принимать Кп, определённый методом комплексирования ЯМК и ГГК-П. При недостаточном комплексе ГИС допускается использование следующих методов ГИС для определения результирующего коэффициента пористости в порядке их приоритета:

- комплексирование ГГК-П и НК. Коэффициент пористости определяется как средняя величина между коэффициентом пористости по НК и ГГК-П с весовыми коэффициентами 1/3 и 2/3 соответственно ($K_p = (K_{пНК})/3 + 2 \cdot (K_{пГГКп})/3$) или

рассчитывается из системы уравнений, решаемой относительно остаточной газонасыщенности;

- ГГК-П с учетом поправок за остаточный газ в зоне проникновения ФБР;
- НК с учетом поправок за остаточный газ в зоне проникновения ФБР;
- АК с учетом поправок за остаточный газ в зоне проникновения ФБР.

40. Допускается определение результирующего коэффициента пористости на основе других данных по сопоставлению K_p по ГИС и керну, если на месторождении существует достаточный объем собственных исследований коэффициента пористости по данным керна (ЯМР на образцах с сохранённым насыщением и донасыщенных керосином).

2.7 Определение коэффициента газонасыщенности

41. Оценку коэффициента газонасыщенности ($K_g=1-K_v$) силицитов берёзовской свиты рекомендуется проводить посредством прямых петрофизических зависимостей типа «кern-ГИС» между удельным электрическим сопротивлением (далее – УЭС, ρ_p) и объёмной водонасыщенностью ($W_v=K_p \cdot K_v$) пород, определённой в результате лабораторного исследования керна, отобранного на РУО или с помощью изолирующих технологий.

42. При отсутствии исследований на керне с сохранённым насыщением, данные ЯМК и МВДК в скважинах, пробуренных на РУО, могут быть использованы для построения зависимостей УЭС от объёмной водонасыщенности при определении коэффициента газонасыщенности.

2.8 Определение содержания этан-пропан-бутановой фракции в составе газа

43. Содержание фракций в составе свободного газа берёзовский свиты определяется по результатам анализа качественных глубинных и поверхностных проб газа, отобранных в результате опробования скважин.

2.9 Определение поправки на температуру

44. Поправка на температуру (K_t) вводится в формулу подсчета запасов для приведения объема газа к стандартной температуре (20°C) и рассчитывается по формуле:

$$K_t = \frac{T+T_{ст}}{T+T_{пл}}, \quad (2.4)$$

где:

T – коэффициент перевода температуры из градусов Цельсия в абсолютную температуру, равный 273°C;

$T_{ст}$ – стандартная температура (20°C);

$T_{пл}$ – средняя пластовая температура в залежи (°C).

2.10 Определение поправки на отклонение свойств углеводородных газов

45. Поправка на сверхсжимаемость углеводородных газов (K_p) вводится в формулу подсчета запасов для учёта отклонения свойств углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта:

$$K_p = \frac{p_0 \cdot \alpha_0}{p_{ст}} \quad (2.5)$$

p_0 – начальное пластовое давление в залежи, МПа;

$p_{ст}$ – давление при стандартных условиях, равное 0,1 МПа;

α_0 – учитывает сверхсжимаемость газа в зависимости от начального пластового давления, температуры и компонентного состава газа и определяется по формуле.

$$\alpha_0 = \frac{1}{Z} \quad (2.6)$$

Значение Z определяется в следующем приоритетном порядке:

- по результатам лабораторных исследований пластовых проб газов;
- по гидродинамической модели;
- по формуле Клапейрона-Менделеева для реальных газов;
- по графику Брауна.

46. Относительная плотность газа по воздуху, псевдокритические параметры давления и температуры рассчитываются по составу газа, полученному по результатам анализа глубинных проб газа.

47. В отложениях березовской свиты в районе скважины, из которой получен приток газа, начальное пластовое давление определяется как среднее арифметическое значение кондиционных замеров пластового давления по гидродинамическим исследованиям (ГДК/ОПК), либо, при наличии кондиционного расчётного значения, по результатам кривой восстановления давления (КВД).

48. В залежах (на участках залежи) березовской свиты, не вскрытых перфорацией в скважинах, начальное пластовое давление принимается как среднее арифметическое по скважинам, по которым проведены опробование и замеры пластового давления вышеуказанными методами, либо, для залежей, охарактеризованных только по ГИС – в соответствии с залежами месторождения-аналога.

2.11 Построение трехмерных геологических моделей

49. Для силицитов нижеберёзовской подсвиты и их аналогов, рекомендуется проводить построение куба литотипов, выделенных по данным результатов исследования ГИС (РИГИС). На следующих этапах построения трёхмерной модели распределение ФЕС пород рекомендуется проводить в соответствии с полученным кубом литотипов.

50. В случае выявления надёжных связей литотипов и какого-либо динамического атрибута сейсмической записи при распределении литотипов в межскважинном пространстве рекомендуется использовать полученный по результатам выявленной регрессии 2D сейсмический тренд и 1D тренд геолого-статистического разреза (далее – ГСР) литотипов по скважинным данным. Рекомендуется оценить изменение ГСР литотипов по площади и учитывать выявленную зональность при распределении литотипов в межскважинном пространстве.

51. При отрицательных результатах прогноза распределения литотипов по сейсмическим данным распределение в межскважинном пространстве рекомендуется выполнять с использованием 3D алгоритмов интерполяции (детерминистских/стохастических), 1D и 2D трендов литотипов по скважинным данным.

2.12 Определение площадей категорий запасов

52. Выделение категорий запасов для залежей отложений берёзовской свиты осуществляется в соответствии с Методическими рекомендациями по применению Классификации запасов.

2.13 Определение коэффициента извлечения газа

53. Оценка коэффициента извлечения газа (далее - КИГ) залежей берёзовской свиты в зависимости от степени изученности производится одним из трёх способов: с использованием метода аналогий по данным о величинах КИГ пластов-аналогов; на основе упрощённых технологических и технико-экономических расчётов или технико-экономических расчётов вариантов разработки залежей с использованием геолого-гидродинамических моделей (далее - ГГДМ).

54. Оценка КИГ с использованием метода аналогий по данным о величинах КИГ пластов-аналогов производится на начальной стадии изученности залежей, когда имеющиеся результаты интерпретации данных высокоточных наземных геофизических методов и ГИС отдельных скважин не достаточны для точного описания строения пластов, достоверной оценки ФЕС пластов и построения карт их распределения.

В качестве аналогов залежей газа берёзовской свиты могут быть приняты залежи газа в плотных коллекторах (tight gas) и сланцевый природный газ, как характеризующиеся такими же продуктивными характеристиками, неоднородностью и прерывистостью пластов, а также применяемыми технологиями их разработки, в том числе добывающие горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (далее - МГРП).

55. Оценка КИГ на основе упрощённых технологических и технико-экономических расчётов производится на начальной стадии изученности залежей, когда имеющиеся результаты интерпретации данных высокоточных наземных геофизических методов и ГИС отдельных скважин достаточны для установления строения пластов и оценки ФЕС пластов без их детальной характеристики и без возможности построения карт их распределения.

Технологические расчеты проводятся для типового элемента пласта, отражающего осуществляемую технологию разработки залежи (горизонтальная скважина с МГРП), с использованием секторной модели фильтрации газа в пласте или упрощённых прокси-моделей. Рассматриваются варианты с различными характеристиками типового элемента пласта: размеры элемента (плотность сетки скважин), длина ствола горизонтальной скважины, число трещин ГРП и их размеры, а также другие, влияющие на технологические расчеты, параметры.

Допускается технико-экономическая оценка в упрощенном виде.

Величина КИГ оценивается за рентабельный и полный периоды разработки.

56. Оценка КИГ на основе технико-экономических расчётов вариантов разработки залежей с использованием полномасштабных ГГДМ выполняется в случае наличия всех необходимых исходных данных для построения данных моделей. При этом учитывается специфика геолого-физической характеристики нижнеберёзовской подсвиты при обосновании элементов геологических моделей, также при осуществлении процедуры ремасштабирования геологической модели в гидродинамическую с точки зрения учёта

неоднородности и прерывистости, относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и ФЕС пластов.

Обоснование объектов и вариантов разработки, а также технологические и технико-экономические расчёты для определения технологических и рентабельных КИГ проводятся в соответствии с Правилами подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденными приказом Минприроды России от 20.09.2019 № 639.

57. С целью учета трещинной проницаемости отложений березовской свиты, рекомендуется построение ГГДМ, при возможности, проводить с учётом двойной среды - поровой и трещинной.