

**Прогноз коэффициента газонасыщенности в отложениях пласта НБ1
верхнего мела в пределах Надым-Пур-Тазовского региона
Западной Сибири**

Т. В. Глухов

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

tvglukhov@gmail.com

Аннотация. Изучение кремневых отложений верхнего мела Западной Сибири является не-тривиальной задачей. Ее решение требует специальных геофизических методов исследования скважин для получения достоверного результата. В этих условиях существенную значимость приобретают методы прогноза с использованием априорных данных, позволяющие выделить первоочередные объекты для дальнейшего геологического изучения.

Цель исследования — выполнить прогноз коэффициента газонасыщенности (Кг) кремневого коллектора пласта НБ1 в пределах Надым-Пур-Тазовского региона в текущих условиях изученности скважинными данными. Предложен новый метод прогноза и построения карты коэффициента объемной влажности (Кво) на основе априорной геологической информации.

В результате исследования выявлена значимая связь Кво пласта НБ1 с трендом глубины залегания его кровли, что обусловлено интенсивностью вторичных процессов преобразования кремнезема. Зависимость обусловлена особенностями тектонического развития территории после накопления кремневых отложений пласта НБ1. Построенная карта прогнозной величины Кг позволяет выделить области, характеризующиеся наиболее высоким потенциалом газонасыщенности.

Ключевые слова: нижняя подсвита березовской свиты, коэффициент газонасыщенности, преобразование кремнезема, регрессионный анализ

Для цитирования: Глухов, Т. В. Прогноз коэффициента газонасыщенности в отложениях пласта НБ1 верхнего мела в пределах Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири / Т. В. Глухов. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-11-23 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 3. — С. 11–23.

**A forecast of the gas saturation factor in the NB1 layer of Upper Cretaceous
deposits within the Nadym-Pur-Taz region of West Siberia**

Timofey V. Glukhov

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

tvglukhov@gmail.com

Abstract. The investigation of Upper Cretaceous siliceous deposits in West Siberia represents an unconventional problem. The solution to this problem necessitates the utilisation of specialised well logging methods in order to obtain the valuable results. In these circumstances, forecast methods that based on a priori data become important because they allow us to identify high-priority objects for further exploration.

The aim of this research is to make a forecast of the gas saturation factor in the NB1 layer of Upper Cretaceous deposits within the Nadym-Pur-Taz region under conditions of well-data shortage. The new forecast and mapping method for the volumetric humidity coefficient that based on a priori data is proposed.

Consequently, a correlation was identified between the volumetric humidity coefficient and the present depth of deposits. The correlation depends on intensity of silica phase transformation process. The observed dependence is attributed to the tectonic history of the region, specifically the period following the deposition of the NB1 layer siliceous deposits. The gas saturation factor forecast map allows us to identify areas with potential of high gas bearing capacity.

Keywords: Lower Berezovskaya subsuite, gas saturation factor, silica transformation, regression analysis

For citation: Glukhov, T. V. (2024). A forecast of the gas saturation factor in the NB1 layer of Upper Cretaceous deposits within the Nadym-Pur-Taz region of West Siberia. Oil and Gas Studies, (3), pp. 11-23. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-11-23

Введение

Кремневые отложения верхнего мела Западной Сибири являются объектом масштабных и разносторонних исследований последних лет. Они обладают доказанным потенциалом газоносности и рассматриваются в качестве перспективного источника восполнения ресурсной базы, в частности, для действующей инфраструктуры Надым-Пур-Тазовского междуречья.

Традиционный комплекс методов лабораторных исследований (разработанный для терригенных коллекторов) при изучении силицитов не является адекватным, что значительно затрудняет оценку потенциала газоносности этих отложений. Прогноз подсчетных параметров (в том числе газонасыщенности) осложнен локальным характером изученности отложений (в пределах отдельных площадей) и необходимостью привлечения специальных геофизических методов. В этих условиях существенную значимость приобретают методы прогноза параметров кремневых отложений для оценки потенциала и выделения наиболее перспективных площадей для первоочередных геологоразведочных работ.

В рамках представленной работы предлагается использование результатов изучения свойств кремневых коллекторов пласта НБ1 нижней подсвиты березовской свиты верхнего мела для прогнозирования коэффициента газонасыщенности в пределах Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири.

Исходные данные

Территория исследования охватывает крупную площадь в пределах Надым-Пур-Тазовского региона. Всего в исследовании использованы данные 1 949 скважин, из них 784 — с результатами интерпретации ГИС. В остальных скважинах объем выполненных ГИС недостаточный для определения петрофизических свойств отложений пласта НБ1. Весь объем скважин использован для построения геологической модели пласта НБ1 (включая кровлю, подошву в пределах зоны распространения кремневых отложений).

Объект и методы исследования

Нижняя подсвита березовской свиты (верхний мел, ипатовский горизонт) распространена на значительной части территории Западно-Сибирского осадочного бассейна. Толщиной от 40 до 120 м, подсвита сложена преимущественно опоками, глинами с прослоями опокovidных глин, в восточной части территории исследования — с прослоями песчаников и алевролитов. В кровле подсвиты прослеживается хэяхинская пачка трансгрессивного генезиса глинисто-кремнистого состава толщиной 10–20 м.

Пласт НБ1 (соответствует хэяхинской пачке) [1] распространен на всей территории исследования. Пласт сложен преимущественно кремневыми породами (опоками и порцелланитами) с содержанием SiO_2 до 65–97 %, с некоторым (иногда до 40 %) содержанием глинистых минералов (монтмориллонита, иллита, реже хлорита и каолинита) [2, 3]. Кремневые породы в составе пласта НБ1 представлены опал-кристаллит-тридимитовой (ОКТ) фазой (35–50 %) и кварцем (15–30 %) [4].

Коллекторы, приуроченные к кремневым отложениям пласта НБ1 нижней подсвиты березовской свиты, обладают высокой пористостью (до 40 %) и низкой проницаемостью (не более 0,1 мД в цельных образцах) [2, 3, 5]. Высокая пористость коллекторов пласта НБ1 объясняется недоуплотненностью отложений, глубина залегания которых составляет в среднем около 1 км. Следует отметить, что, в отличие от терригенной системы «коллектор — неколлектор», чаще всего имеющей строгую литологическую дифференциацию, интервалы коллектора в кремневых отложениях по литологическому признаку не выделяются. Более того, коэффициенты пористости коллекторов и неколлекторов силицитов нижней подсвиты березовской свиты находятся в сопоставимых диапазонах [6]. Низкая проницаемость коллекторов пласта НБ1 обусловлена структурой пустотного пространства, преимущественно представленного порами субкапиллярного размера [2, 5, 7].

В раннемеловое-туронское время в пределах территории исследования, охватывающей Большехетскую мегасинеклизу и часть Среднеобской ступени, происходило активное погружение северной части Западной Сибири — формирование Ямало-Карской региональной депрессии. В коньяк-кайнозойский этап, в котором произошли накопление и литогенез отложений нижней подсвиты березовской свиты, область относительного погружения расширилась на юг (захватывая Среднепурский желоб). На этом этапе тектонического развития формировались линейные структуры, возникшие в результате процесса погружения Колтогорско-Уренгойского регионального желоба [8]. Относительное погружение северо-западной части Западно-Сибирского бассейна привело к формированию выдержанного регионально-го наклона в пределах территории исследования.

Постановка задачи исследования

В отличие от терригенных геологических систем, в которых обычно прослеживается выраженная прямая связь K_p (коэффициента пористости)

и Кг (коэффициента газонасыщенности), кремневые коллекторы пласта НБ1 демонстрируют более сложный характер взаимоотношения пористости и газонасыщенности (рис. 1). В отдельных частях территории исследования зависимость Кг от Кп прямая, но описывается собственной функцией: при сопоставимой пористости коллекторы обладают сильно разнящейся газонасыщенностью. Связь Кг с глубиной по фактическим скважинным данным характеризуется достаточно высокой дисперсией и низкой значимостью, что затрудняет прогноз коэффициента газонасыщенности на малоизученных территориях.

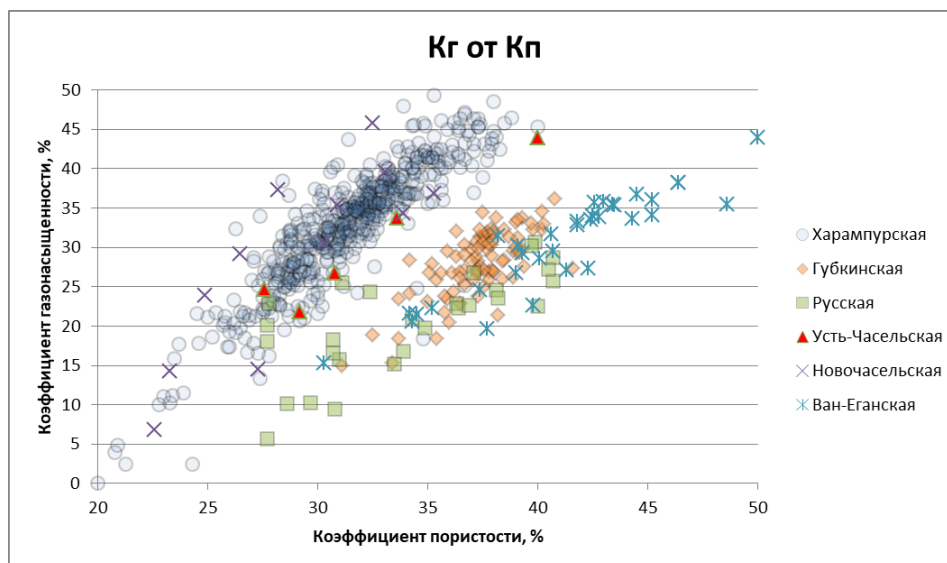


Рис. 1. Диаграмма зависимости коэффициента газонасыщенности от коэффициента пористости по площадям (по данным РИГИС)

Поровые каналы в коллекторах, приуроченных к отложениям пласта НБ1, преимущественно представлены порами субкапиллярного размера. Фильтрация газа через поры такого размера невозможна: большая часть порового пространства занята связанной водой, толщина двойного слоя которой сопоставима с диаметром субкапиллярных пор (60 и 200 нм соответственно) [7]. Таким образом, вследствие недоуплотненности и сопоставимых Кп в интервалах коллекторов и неколлекторов определяющее значение имеет структура порового пространства: размер поровых каналов и их связность между собой.

Кремневые отложения в ходе диагенеза совершают фазовый переход по эволюционной системе: аморфный опал (опал-А) → опал-кristобалит-тридимит (опал-КТ или ОКТ) → халцедон → кварц. Полиморфный переход опала-А в опал-КТ (более кристаллическую форму опала) сопровождается

ется потерей биоморфной структуры, уменьшением количества связанной воды (опал-А содержит до 5–10 % связанной воды) и увеличением плотности минерального скелета. Уменьшение объема минеральной части породы приводит к увеличению размера поровых каналов [9]. При переходе воды из связанного в свободное состояние ее объем увеличивается, так как рост объема свободной воды в закрытом поровом пространстве провоцирует цепную реакцию микроразрывов, что приводит к увеличению трещиноватости и связности пор [9]. Таким образом, доля пор, способных к фильтрации газа в кремневых породах, имеет обратную связь с содержанием опала-КТ, то есть со степенью преобразованности силицитов [5, 10, 11].

С преобразованием силицитов (и увеличением размера пор) уменьшается объем связанной воды в объеме породы (поскольку увеличивается доля порового пространства, которая может быть занята газом при сопоставимой величине K_p). Таким образом, степень преобразованности газонасыщенного коллектора может быть охарактеризована коэффициентом объемной влажности породы ($K_{во}$) [12] — коэффициентом, характеризующим отношение объема воды к объему образца породы ($K_{во} = K_p \cdot K_v$ (коэффициент водонасыщенности)). Наиболее достоверно коэффициент газонасыщенности в интервале кремневых отложений нижней подсвиты березовской свиты по данным РИГИС определяется через $K_{во}$, имеющий хорошую связь с удельным электрическим сопротивлением породы [12].

Таким образом, задача прогноза K_g (при известной величине K_p) сводится к прогнозу $K_{во}$, который, в свою очередь, определяется степенью преобразованности силицитов пласта НБ1. Прогноз K_g через коэффициент объемной влажности позволяет в рамках вероятностной оценки ресурсов выполнять независимое стохастическое моделирование $K_{во}$ и K_p в пределах объектов оценки, таким образом, учитываются возможные варианты независимого соотношения низких и высоких значений коэффициентов пористости и объемной влажности и охватывается более широкий диапазон неопределенности результирующих значений коэффициента газонасыщенности.

Методика прогноза $K_{во}$

Главными факторами, контролирующими скорость созревания силицитов, являются давление и температура. В свою очередь, давление и температура определяются глубиной, на которую отложения были погружены в ходе литогенеза, то есть скорость созревания кремневого вещества контролируется палеоглубиной.

Во время формирования кремневых отложений пласта НБ1 в пределах территории исследования следует отметить выдержанность основного тренда тектонического развития. Отсутствие масштабных переломных тек-

тонических событий позволяет использовать карту современных глубин залегания кровли отложений пласта НБ1 в качестве трендовой поверхности для прогноза Кво.

По диаграмме зависимости Кво от абсолютной отметки кровли пласта НБ1 в точках скважин (рис. 2) прослеживается выраженный тренд обратной зависимости а.о. кровли пласта и Кво. С увеличением глубины залегания отложений Кво уменьшается: породы находятся под относительно большим воздействием температуры и давления, что увеличивает скорость преобразования силицитов. Зрелость кремневого вещества возрастает, что выражается в изменении структуры порового пространства силицитов в пользу увеличения диаметра пор и повышения их связности. Увеличение диаметра пор (а точнее, «превышение» диаметра пор над толщиной двойного слоя связанной воды) позволяет большей части пустотного пространства коллектора быть заполненной газом. Как следствие, объемная доля воды в породе уменьшается.

Таким образом, в пределах территории исследования — в Надым-Пур-Тазовском регионе — кремневые отложения пласта НБ1 в ходе литогенеза подверглись преобразованию, которое обусловило наличие значимой связи между Кво и абсолютной отметкой кровли пласта НБ1. Наличие тренда позволяет применить метод универсального кригинга для построения карты прогноза Кво.

Выбор в пользу метода универсального кригинга обусловлен сразу несколькими факторами.

Во-первых, метод кригинга позволяет выполнить интерполяцию прогнозного параметра в межскважинном пространстве с наименьшим стандартным отклонением, что позволяет получить более достоверные результаты прогноза.

Во-вторых, универсальный кригинг предполагает исключение из набора фактических данных тренда (при этом выполняется интерполяция невязок). В зависимости Кво от а.о. кровли пласта НБ1 тренд выявлен на предыдущем этапе (см. рис. 2) по результатам анализа истории тектонического развития территории исследования и процесса преобразования кремневого вещества. В результате метод универсального кригинга позволяет получить две карты:

- 1) карту прогнозной величины параметра (показывает наиболее вероятное значение Кво в каждой точке территории исследования);
- 2) карту стандартных отклонений прогноза Кво (показывает стандартное отклонение между трендовым и фактическим значением прогнозного параметра на всей территории исследования).

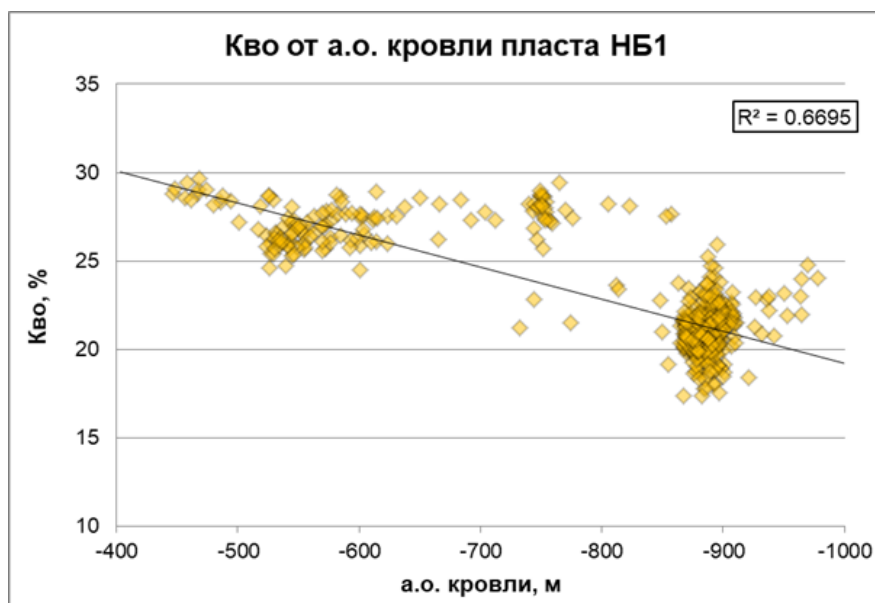


Рис. 2. Зависимость Кво от а.о. кровли пласта НБ1

Полученные данные могут быть использованы для оценки диапазона неопределенности прогнозной величины в рамках вероятностной оценки ресурсов [13].

Результаты

В соответствии с принятой автором методикой выполнено построение карты прогноза Кво пласта НБ1 в пределах территории исследования. Аппроксимирующая функция (получена по данным, см. рис. 2) использована для преобразования карты глубин кровли пласта НБ1 в карту $Кво_{тр}$ (тренд коэффициента объемной влажности). Полученная карта тренда $Кво_{тр}$ использована для построения карты прогноза Кво (с учетом карты интерполяции невязок) (рис. 3).

Следует отметить, что заключенный в кремневых коллекторах нижней подсвиты березовской свиты газ имеет миграционную природу [14]. Поэтому в качестве перспективных следует рассматривать унаследованные положительные структуры с открытыми газовыми месторождениями в интервале подстилающих отложений сеноманского возраста.

В соответствии с полученной моделью наибольшими величинами Кво характеризуются территории, приуроченные к наименее погруженным частям территории исследования (восточная периферия, линейные положительные структуры в восточной и юго-западной частях Надым-Пур-Тазовского региона).

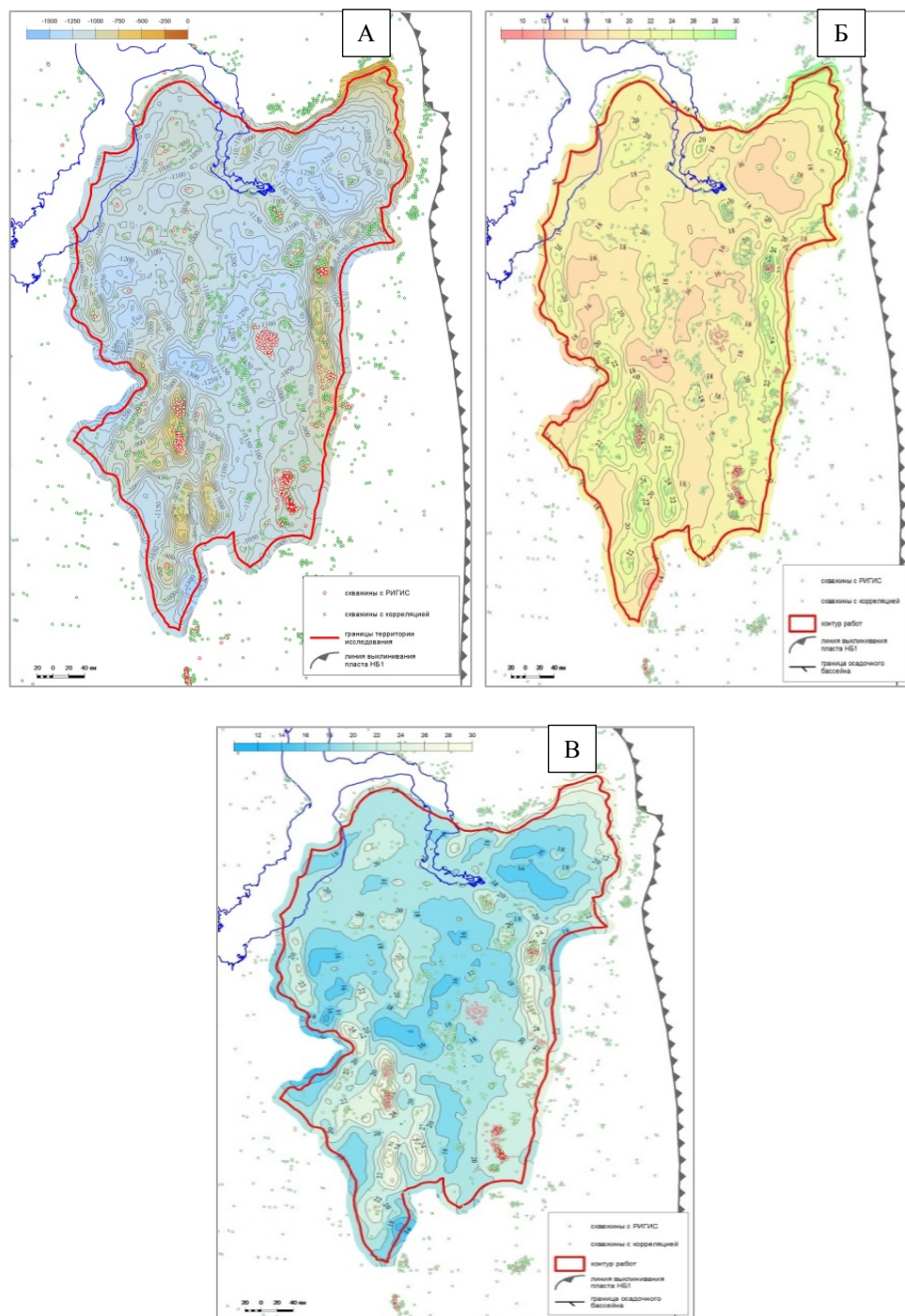


Рис. 3. Построение карты прогноза $K_{во}$:
 А — структурная карта кровли пласта N51; Б — карта тренда $K_{во,тр}$;
 В — итоговая карта $K_{во}$

Повышенные значения $K_{во}$ характеризуют меньшую степень зрелости кремневого вещества, а значит менее благоприятную для фильтрации и аккумуляции газообразных углеводородов структуру порового пространства силицитов пласта НБ1. Напротив, более погруженные части территории исследования охарактеризованы меньшими величинами $K_{во}$, а значит более высокой зрелостью силицитов, большими размером поровых каналов и связностью порового пространства. Эти результаты отвечают современным научным представлениям о преобразовании кремневых коллекторов.

Таким образом, наилучшим потенциалом (с точки зрения степени зрелости коллекторов и потенциала газонасыщенности) в пределах Надым-Пур-Тазовского региона обладают относительно более погруженные унаследованные положительные структуры. В их пределах прогнозируются как наиболее зрелые кремневые коллекторы, так и наличие источников газообразных углеводородов для их заполнения. Напротив, поровое пространство коллекторов пласта НБ1, приуроченных к испытавшим меньшее погружение положительным структурам, обладает сравнительно худшей способностью к фильтрации газа.

Это заключение подтверждается результатами анализа зависимости средних значений параметров (в пределах площадей, приуроченных к положительным антиклинальным структурам) по скважинным данным (рис. 4). С увеличением среднего значения абсолютной отметки кровли растет величина среднего по скважинам K_g и уменьшается величина $K_{во}$.

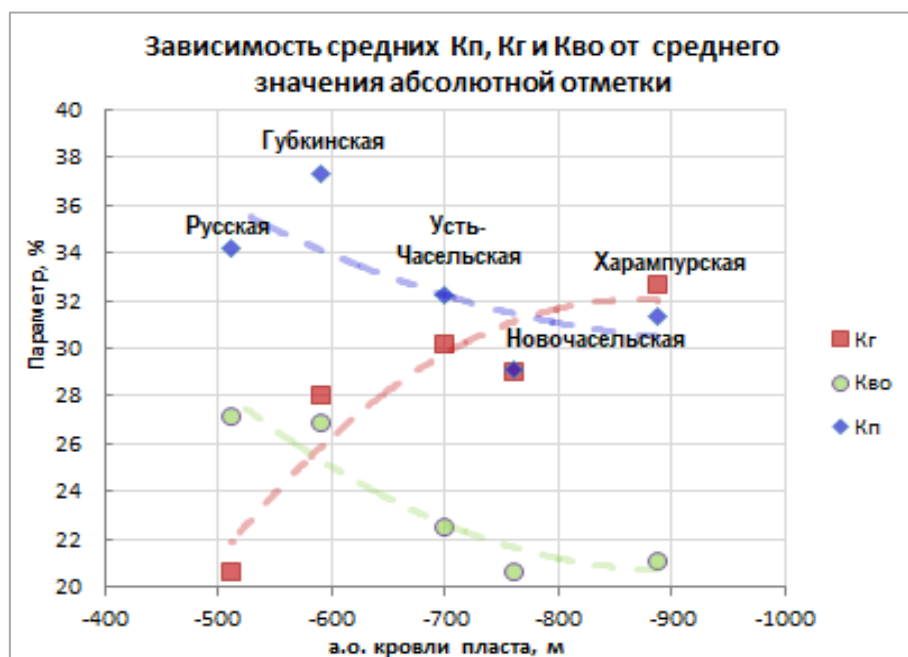


Рис. 4. Диаграмма зависимости средних в пределах площадей K_p , K_g и $K_{во}$ от средней абсолютной отметки структуры

Выводы

1. По сравнению с терригенными коллекторами в интервале кремневых отложений пласта НБ1 нижней подсвиты березовской свиты отмечается более сложный характер взаимоотношения пористости и газонасыщенности, определяемый структурой порового пространства кремневых коллекторов. Прогноз коэффициента объемной влажности позволяет реализовать независимое стохастическое моделирование $K_{во}$ и коэффициента пористости и охватить более широкий диапазон неопределенности результирующих значений K_g .

2. Интенсивность процесса вторичного преобразования кремневых коллекторов преимущественно контролируется температурой и давлением. Температура и давление определяются глубиной погружения отложений в ходе литогенеза, то есть палеоглубиной. Выдержанность тектонического развития территории исследования во время формирования отложений пласта НБ1 нижней подсвиты березовской свиты позволяет использовать современную глубину залегания кровли кремневых отложений в качестве трендовой поверхности для прогноза $K_{во}$. Допустимость применения этого тренда подтверждается наличием значимой связи $K_{во}$ и абсолютной отметки кровли пласта НБ1 в точках скважин.

3. Лучшим потенциалом газоносности в интервале пласта НБ1 нижней подсвиты березовской свиты в пределах Надым-Пур-Тазовского региона обладают кремневые отложения, приуроченные к относительно погруженным унаследованным положительным структурам. Их отличают более высокая степень зрелости кремневого коллектора (обладающего лучшими фильтрационно-емкостными свойствами) и наличие источника заполнения (залежи газа в интервале отложений сеноманского возраста, приуроченные к структурам антиклинального типа). Напротив, пустотное пространство кремневых коллекторов, приуроченных к испытавшим меньшее погружение положительным структурам, обладает сравнительно худшей способностью к фильтрации и аккумуляции газа.

Список источников

1. Хэяхинская пачка опок и перекрывающие кремнисто-глинистые отложения (верхний мел, Западная Сибирь). Особенности строения / А. И. Кудаманов, Т. М. Карих, С. Е. Агалаков, В. А. Маринов. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-11(335)-21-30. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разведка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 11. – С. 21–30.
2. Гильманов, Я. И. Оценка емкостного пространства березовской свиты современными лабораторными методами / Я. И. Гильманов. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2021. – № 1 (46). – С. 170–175.
3. Дорошенко, А. А. Характеристика пустотного пространства опок сеноманских отложений севера Западной Сибири / А. А. Дорошенко, Я. О. Каримова. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 6 (59). – С. 23–27.

4. Неоднородности литолого-минералогического состава нижнеберезовской подсвиты Медвежьего и Харампурского месторождений / Н. В. Насонова, Д. В. Яновский, М. Ю. Новоселова, А. О. Гордеев. – Текст : электронный // Нефтяная провинция : сетевое издание. – 2021. – № 4–1 (28). – URL: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.1-21>.
5. Методы и результаты изучения пустотного пространства газонасыщенных глинистых опок нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения / С. А. Варягов, С. В. Нерсесов, А. А. Никишин [и др.]. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 3 (35). – С. 216–223.
6. Ошняков, И. О. Выделение эффективных толщин в опоковидных отложениях березовской свиты по данным расширенного комплекса ГИС и керновых исследований / И. О. Ошняков. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2021. – Вып. 8 (314). – С. 110–120.
7. Карымова, Я. О. Литолого-емкостная модель пустотного пространства нанокolleкторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири / Я. О. Карымова. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 3 (63). – С. 20–24.
8. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 11–12. – С. 1832–1845.
9. Бурлин, Ю. К. Фазовые переходы кремнезема в нефтеносных толщах / Ю. К. Бурлин, И. И. Плюснина. – Текст : непосредственный // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2008. – № 3. – С. 24–31.
10. Родивилов, Д. Б. Газонасыщенность нетрадиционного коллектора нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири и ее связь с минеральным составом и структурой пустотного пространства / Д. Б. Родивилов, П. Н. Кокарев, В. Г. Мамяшев. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 3 (63). – С. 26–31.
11. Хабибуллин, Д. Я. Литолого-минералогические и промыслово-геологические критерии выделения продуктивных зон в сенонских отложениях / Д. Я. Хабибуллин, А. Н. Рыбьяков, Н. Р. Ситдилов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2018. – № 8 (772). – С. 34–41.
12. Изучение отложений березовской свиты по данным расширенного комплекса ГИС и керновых исследований на примере Харампурского месторождения / И. О. Ошняков, А. В. Хабаров, Д. А. Митрофанов, О. А. Лознюк. – Текст : непосредственный // Каротажник. – 2019. – № 6 (300). – С. 103–117.
13. Глухов, Т. В. Новый подход к оценке рисков и неопределенностей параметров резервуаров в геологоразведочном процессе / Т. В. Глухов. – DOI 10.24412/2076-6785-2022-6-34-38. – Текст : непосредственный // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 6 (91). – С. 34–38.
14. Оценка генерационного потенциала отложений кузнецовской и березовской свит Западной Сибири / Т. В. Глухов, Т. А. Рязанова, М. Ю. Новоселова, С. Е. Агалаков. – Текст : непосредственный // Новые технологии — нефтегазовому региону : материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Тюмень, 20–21 мая 2020 года. – Тюмень : ТИУ, 2020. – С. 20–22.

References

1. Kudamanov, A. I., Karih, T. M., Agalakov, S. E., & Marinov, V. A. (2019). Kheyakhinskaya pack of flasks and overlapping siliceous-clayish deposits (the Upper cretaceous, Western Siberia). Structural specific features. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (11), pp. 21-30. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-11(335)-21-30
2. Gilmanov, Ya. I. (2021). Void space assessment with modern laboratory tests a case of Berezovskaya series. *Vesti gazovoy nauki*, (1(46)), pp. 170-175. (In Russian).
3. Doroshenko, A. A., & Karymova, Ya. O. (2017). Properties of voids in the senonian gaize of the northern part of West Siberia. *Exposition Oil & Gas*, (6(59)), pp. 23-27. (In Russian).
4. Nassonova, N. V., Yanovskiy, D. V., Novoselova, M. Yu., & Gordeev, A. O. (2021). Lithological and mineralogical heterogeneity of lower Berezovskian subseries of Medvezhye and Kharampurskoye fields. *Neftyanaya Provintsiya*, (4-1(28)). (In Russian). Available at: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.1-21>
5. Varyagov, S. A., Nersesov, S. V., Nikishin, A. A., Kreknin, S. G., Ogibennin, V. V.,... Karymova, Ya. O. (2018). Methods and results of studying voids in gas-saturated argillic gaizes at lower-Berezovsk subsuite of Medvezhye field, (3(35)), pp. 216-223. (In Russian).
6. Oshnyakov, I. O. (2021). Effective thickness identification in Berezovskaya suite opoka-like sediments from the data of a wider logs set and core analyses. *Karotazhnik*, (8(314)), pp. 110-120. (In Russian).
7. Karymova, Ya. O. (2018). Lithological-capacitive models of voids of nano-reservoirs in the Lower Berezovskaya subseries in the north of the West Siberia. *Exposition Oil & Gas*, (3(63)), pp. 20-24. (In Russian).
8. Kontorovich, V. A., Belyaev, S. Yu., Kontorovich, A. E., Krasavchikov, V. O., Kontorovich, A. A., & Suprunenko, O. I. (2001). Tektonicheskoe stroenie i istoriya razvitiya Zapadno-Sibirskoy geosineklizy v mezozoe i kaynozoe. *Geologiya i geofizika*, 42(11-12), pp. 1832-1845. (In Russian).
9. Burlin, Yu. K., & Plyusnina, I. I. (2008). Fazovye perekhody kremnezema v neftenosnykh tolshchakh. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya*, (3), pp. 24-31. (In Russian).
10. Rodivilov, D. B., Kokarev, P. N., & Mamyashev, V. G. (2018). Gas saturation of the non-traditional reservoir of the lower Berezovskaya subformation of the north of the West Siberia, and its relation to the void mineral composition and structure. *Exposition Oil & Gas*, (3(63)), pp. 26-31. (In Russian).
11. Khabibullin, D. Ya., Rybiakov, A. N., Sitdikov, N. R., Varyagov, S. A., Nersesov, S. V., Kreknin, S. G.,... Rodivilov, D. B. (2018). Litho-mineralogical and field geological criteria of distribution of productive zones in Senonian deposits. *Gas Industry*, (8(772)), pp. 34-41. (In Russian).
12. Oshnyakov, I. O., Khabarov, A. V., Mitrofanov, D. A., & Loznyuk, O. A. (2019). Studying Berezovskaya suite sediments from the data of an augmented logs set and a core analysis on the example of Kharampurskoe field. *Karotazhnik*, (6(300)), pp. 103-117. (In Russian).
13. Glukhov, T. V. (2022). A new approach to risk assessment and volumetric parameters uncertainty analysis for exploration process. *Exposition Oil & Gas*, (6(91)), pp. 34-38. (In Russian). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-34-38

14. Glukhov, T. V., Ryazanova, T. A., Novoselova, M. Yu., & Agalakov, S. E. (2020). Otsenka generatsionnogo potentsiala otlozheniy kuznetsovskoy i berezovskoy svit Zapadnoy Sibiri. Novye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh. Tyumen, May, 20-21, 2020. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 20-22. (In Russian).

Сведения об авторе / Information about the author

Тимофей Вадимович Глухов, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень; ассистент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, tvglukhov@gmail.com

Timofey V. Glukhov, Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC; Assistant at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, tvglukhov@gmail.com

Статья поступила в редакцию 04.12.2023; одобрена после рецензирования 18.01.2024; принята к публикации 25.01.2024.

The article was submitted 04.12.2023; approved after reviewing 18.01.2024; accepted for publication 25.01.2024.