

ПРОГНОЗ ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН КЕМБРИЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЧОНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ ВЕРТИКАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ

© А.Р. Валиуллин,
Е.А. Шерстобоев, 2025



А.Р. Валиуллин*, Е.А. Шерстобоев

Группа компаний «Газпром нефть» РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Изучение кембрийских карбонатных отложений Восточной Сибири, в частности Осинского горизонта (пласт Б1) Чонской группы месторождений, сопряжено с испытаниями, связанными с его сложной вертикальной неоднородностью и интенсивными вторичными процессами, такими как кальцитизация, существенно влияющими на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС).

Цель. Целью работы является анализ вертикальной неоднородности пласта Б1, оценка влияния вторичных процессов на коллекторские свойства и разработка усовершенствованного подхода к его геологическому моделированию.

Материалы и методы. На основе данных бурения, керна и результатов литологических исследований (анализ шлифов) по опорным скважинам проведено расчленение пласта Б1 на четыре пачки. Проанализированы литолого-фациальные особенности, ФЕС и распределение вторичных изменений для каждой пачки. Дополнительно исследована связь между содержанием кальцита и плотностью трещин по данным геофизических исследований скважин.

Результаты. Выделено четыре пачки пласта Б1, различающихся условиями осадконакопления, литологическим составом и степенью вторичных преобразований. Установлено, что нижняя пачка (до 40% мощности) характеризуется высокой степенью кальцитизации, что приводит к значительному ухудшению ФЕС. Верхние пачки сложены преимущественно доломитами с лучшими коллекторскими свойствами. Не выявлено значимых различий в зависимостях «проницаемость–пористость» между пачками. Не обнаружено однозначной связи между содержанием кальцита и плотностью трещин.

Заключение. Для повышения достоверности геологической модели пласта Б1 предложено моделировать каждую пачку отдельно с использованием индивидуальной входной статистики и настроек, учитывающих особенности их распространения. Разработанный подход применим для изучения одновозрастных отложений с аналогичными условиями седиментации в Восточной Сибири.

Ключевые слова: коллекторские свойства, кембрийские отложения, Восточная Сибирь, Чонская группа месторождений, кальцитизация, геологическое моделирование

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Валиуллин А.Р., Шерстобоев Е.А. Прогноз эффективных толщин кембрийских карбонатных отложений Чонской группы месторождений с учетом вертикальной неоднородности. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):33–39. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-33-39>

Статья поступила в редакцию 24.09.2025

Принята к публикации 15.10.2025

Опубликована 26.12.2025

FORECAST OF CAMBRIAN CARBONATE RESERVOIR PROPERTIES OF THE CHONSK GROUP OF FIELDS TAKING INTO ACCOUNT VERTICAL HETEROGENEITY

Artur R. Valiullin*, Evgenii A. Sherstoboev

Gazprom-neft company group, RF, Saint-Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The study of the Cambrian carbonate deposits of Eastern Siberia, particularly the Osinsky Horizon (Reservoir B1) of the Chonsk Group of Fields, is challenging due to its complex vertical heterogeneity and intense secondary processes, such as calcitization, which significantly affect the reservoir properties.

Aim. The aim of the work is to analyze the vertical heterogeneity of Reservoir B1, assess the impact of secondary processes on reservoir properties, and develop an improved approach to its geological modeling.

Materials and methods. Based on drilling data, core, and lithological studies (thin section analysis) from key wells, Reservoir B1 was subdivided into four packages. Lithofacies features, reservoir properties, and the distribution of secondary alterations for each package were analyzed. The relationship between calcite content and fracture density was additionally investigated using well-logging data.

Results. Four packages within Reservoir B1 were identified, differing in depositional environments, lithological composition, and degree of secondary alterations. The lower package (up to 40% of thickness) is characterized by a high degree of calcitization, leading to a significant deterioration of reservoir properties. The upper packages

are composed predominantly of dolomites with better reservoir properties. No significant differences in porosity-permeability relationships between the packages were revealed. No clear correlation between calcite content and fracture density was found.

Conclusion. To improve the reliability of the geological model of Reservoir B1, it is proposed to model each package separately using individual input statistics and settings that account for their distribution patterns. The developed approach is applicable for studying coeval deposits with similar sedimentation conditions in Eastern Siberia.

Keywords: reservoir properties, Cambrian deposits, Eastern Siberia, Chonsk group of fields, calcitization, geological modeling

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Valiullin A.R., Sherstoboev E.A. Forecast of cambrian carbonate reservoir properties of the Chonsk group of fields taking into account vertical heterogeneity. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):33–39. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-33-39>

Manuscript received 24.09.2025

Accepted 15.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

В Восточной Сибири в пределах Непско-Ботубобинской нефтегазоносной области (НГО) выделяют три нефтегазоносных комплекса — вендский, преимущественно терригенный, венд-нижнекембрийский, являющийся глинисто-сульфатно-карбонатным и кембрийский — галогенно-карбонатный. Основной интерес для нефтегазоносности представляют первые два, относящиеся к нижним структурным ярусам. Чонская группа месторождений в этом плане не является исключением.

ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КОРРЕКТНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КЕМБРИЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА Б₁ ЧОНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАССМОТРЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ КАЛЬЦИТИЗАЦИИ НА ФЕС КОЛЛЕКТОРОВ.

Осинский горизонт (пласт Б₁), относящийся к венд-нижнекембрийскому нефтегазоносному комплексу, на территории ЧГМ представлен в основном доломитами, сформированными в условиях частично изолированной шельфовой забарьерной лагуны с активным влиянием приливно-отливной деятельности [1, 2]. В то же время вдоль восточной части Непского свода формировались органогенные постройки (известняки) разного типа. Породы осинского горизонта подвержены разнообразным вторичным преобразованиям (доломитизация, ангидритизация, кальцитизация и др.), как в целом и все отложения на территории Чонской группы месторождений. По результатам опытно-промышленных работ, выполненных в 2024 году, не удалось

подтвердить плановые значения эффективной мощности пласта. Для решения этого вопроса совместно с седиментологами выполнен анализ разреза пласта в опорных скважинах со сплошным выносом керна на предмет дифференциации пласта Б₁ с учетом вертикальной неоднородности. При разделении учитывались различия в особенностях фациальных обстановок, литологического состава и фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС). Разрез пласта был разделен на 4 пачки (рис. 1).

По результатам анализа установлено, что нижняя пачка (4), составляющая около 40% от общей мощности пласта, сформирована в умеренных, спокойных морских условиях. Она представлена мелко-среднекристаллическими известковыми доломитами. По описанию в керне и шлифах пачка характеризуется высоким содержанием кальция, что сказалось на снижении фильтрационно-емкостных свойств [2].

По описанию шлифов в данном интервале разреза доломит представлен ромбовидными кристаллами размером 0,02–0,2 мм, которые сцементированы кристаллами кальция такого же размера. Содержание цемента достигает 45%. Встречены реликты оолитов, представляющие собой округлые образования (кренделеобразные) с крустификационной периферийной частью и выщелоченным ядром (пустоты) или без него (сплошные). Вторичные преобразования: компакция, кальцитизация, доломитизация, выщелачивание (рис. 2).

Залегающая выше пачка (3) занимает порядка 18% от общей мощности и представлена фациями краевой зоны патч-рифа. Состоит преимущественно из доломита с первичной зернистой структурой [3]. Процессы кальцитизации и ангидритизации в интервале практически отсутствуют. При анализе

Кпр ГИС/Кпр КЕРН		Кп ГИС/Кп К Н		Среднее значение*		%**		Фасциальная обстановка и особенности пачки	
1			Кпр		16				
			ГИС 5,5	Керн 3,7					
			Кп						
			ГИС 0,08	Керн 0,075					
2			Кпр		26				
			ГИС 6,0	Керн 8,3					
			Кп						
			ГИС 0,096	Керн 0,08					
3			Кпр		18				
			ГИС 60,2	Керн 42,8					
			Кп						
			ГИС 0,10	Керн 0,08					
4			Кп		40				
			ГИС 3,2	Керн 4,5					
			Кп						
			ГИС 0,09	Керн 0,07					
<div>Условные обозначения:</div> <div><div> Ангидрит</div><div> Доломит</div></div> <div><div> Кальцит</div><div> Галит</div></div>									

* Средние значения пористости и проницаемости по статистике 11 скважин

** Процентное соотношение мощности пачки относительно мощности пласта Б1

Рис. 1. Характеристика Осинского горизонта с учетом деления на циклиты. Составлено авторами
Fig. 1. Characteristics of the Osinsky horizon, considering its division into cyclites. Prepared by the authors

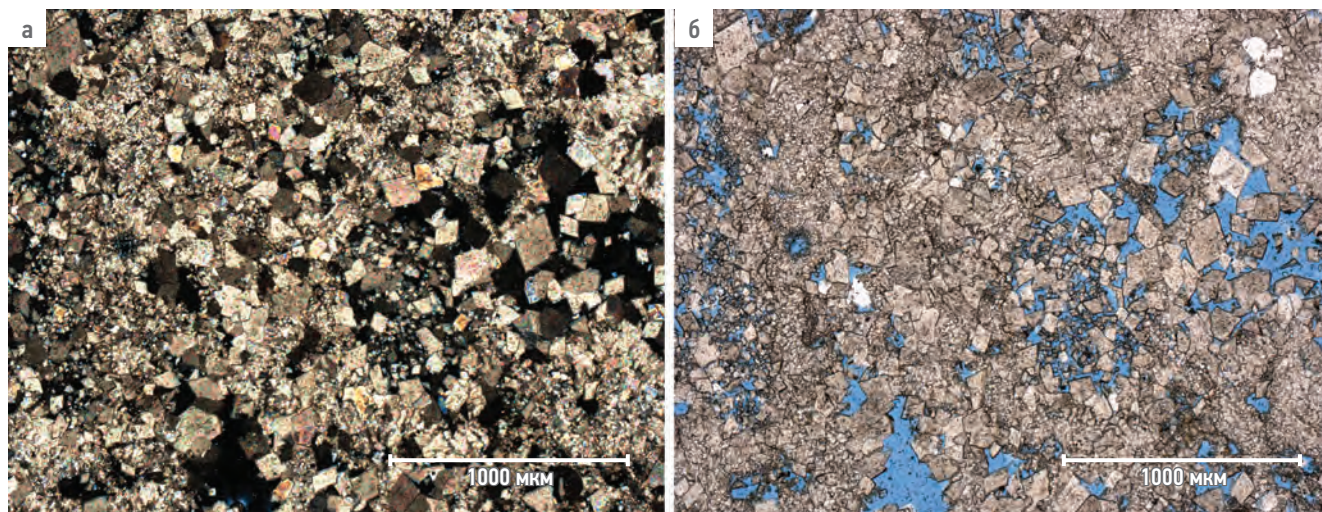


Рис. 2. Фотографии шлифа породы нижней пачки. Скважина 1. Образец 32742-13. Интервал отбора 1408–1422 м, место взятия 6,59 м. На фото — общий вид породы. Вид (а) — при скрещенных николях, вид (б) — в проходящем свете. Увеличение 40х. Составлено авторами
Fig. 2. Thin section photographs of the rock from the lower package. Well 1. Sample 32742-13. Sampling interval 1408–1422 m, core depth 6.59 m. General view of the rock. View (a) — under crossed nicols, view (b) — in plane-polarized light. Magnification 40x. Prepared by the authors

кернового материала, отмечается процесс доломитизации, который происходил по первичному доломиту, формируя протодоломиты. Вторичная доломитизация сопровождается слабым трещинообразованием, которая приводит к улучшению фильтрационно-емкостных свойств.

По описанию шлифа в данном интервале доломит тонко-мелкокристаллический, с водорослевой структурой, светло-коричневый, массивный. Размер зерен 0,05–0,27 мм. Поры в основном угловатые, местами изометричные, участками вытянутые, заполнены галитом, пленками битума. Минеральный состав породы: 95% доломит, 5% галит. Кальций отсутствует. Среди вторичных процессов выделяется перекристаллизация и выщелачивание, частично засоление (рис. 3). Вышележащая пачка (2), сформированная во время снижения глубины моря, занимает около 26% всего разреза. Порода представлена тонкослоистым мелкокристаллическим доломитом, местами кавернозным и трещиноватым. Каверны не формирует связанной каверновой системы, а сообщаются через поры матрицы. Отмечаются прослои с таблитчатым ангидритом.

По описанию шлифа в данном интервале доломит представлен ромбовидными кристаллами размером 0,03–0,06 мм, часто плотно упакованными, бесцветными, прозрачными, с едва заметными буроватым оттенком, из-за слабого замутнения кристаллов, прожилки битумоидов темно-коричневые. Поры и каверны межкристаллические, угловатые. Некоторые поры бесцветные, выполнены солью. Размер пустот 0,02–0,8 мм. Содержание пустот составляет 10%. Цемент

межкристаллический, ангидритовый, неравномерно распределенный, кристаллический, заполняющий пустотное пространство между кристаллами доломита. Состав цемента — ангидрит, содержание до 5%.

Самая верхняя пачка (1), занимает 15% мощности разреза. Отложения сформированы в крайне мелководных условиях, местами с признаками осушения [4]. Представлена мелкокристаллическим доломитом.

Отмечается обилие ангидрита и прожилков органического вещества.

По описанию шлифа строматолит доломитовый микро-тонко-мелкокристаллический. Доломит микро-тонкокристаллический пеллоидно-водорослевый, сульфатизированный. Размер зерен 0,03–0,15 мм. Минеральный состав породы: 58% доломит, 38% сульфаты (ангидрит), 2% битумы, 2% галоиды. Среди вторичных изменений доминируют сульфатизация и перекристаллизация, частично засоление (рис. 4).

Отличия между выделенными пачками пласта Б1 прослеживаются как в разном литологическом составе, так и в отличиях ФЕС. При этом граница между 1-й и 2-й пачкой уверенно прослеживается по геофизическим исследованиям скважин (ГИС), 1-я пачка представлена единичным пропластком коллектора в 80% разведочного фонда. Граница между 2-й и 3-й пачками является условной. Обе пачки представлены во всех скважинах выдержанными пропластками коллектора. Песчанистость изменяется от 20 до 40%. Граница между 3-й и 4-й пачками также является условной, но хорошо отбивается за счет наличия кальцита в подосле циклита. В данном случае процесс

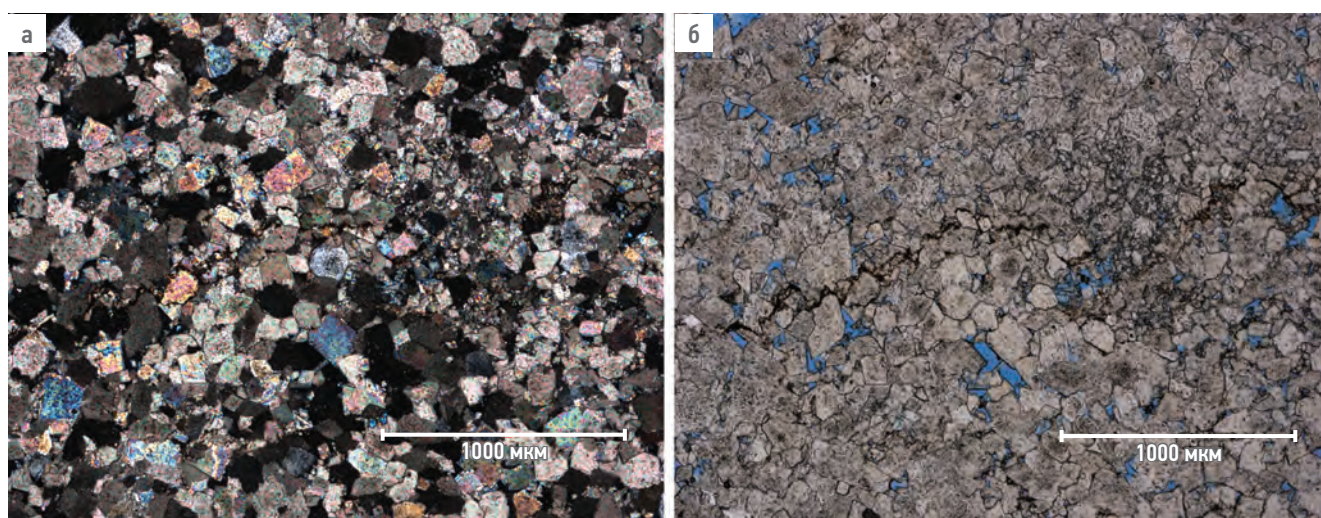


Рис. 3. Доломит из пачки 2. Скважина 2. Образец 23685-15, интервал отбора 1412,6–1430,6 м, место взятия 1,58 м. На фото — общий вид породы. Вид (а) — при скрещенных николях, вид (б) — в проходящем свете, увеличение 40х. Составлено авторами

Fig. 3. Dolomite from package 2. Well 2. Sample 23685-15, sampling interval 1412.6–1430.6 m, core depth 1.58 m. General view of the rock. View (a) — under crossed nicols, view (b) — in plane-polarized light. Magnification 40x. Prepared by the authors

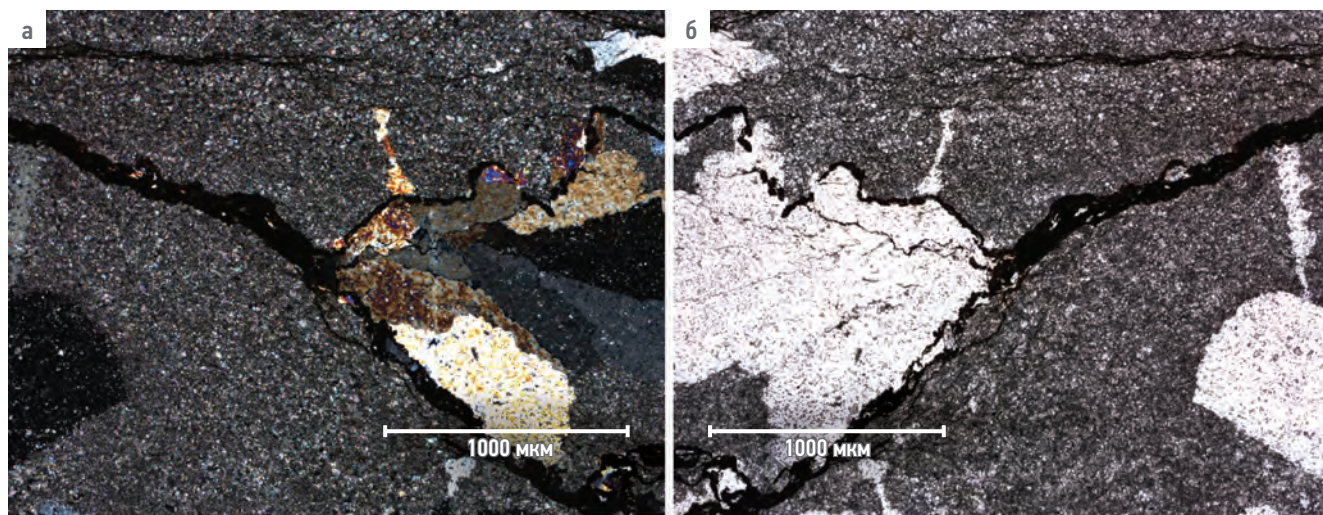


Рис. 4. Доломит из верхней пачки пласта Б1. Фотографии шлифов. Скважина 2. Образец 23638-15, интервал отбора 1394,6–1412,6 м, место взятия 7,57 м. На фото — общий вид породы. Вид (а) — при скрещенных николях, вид (б) — в проходящем свете, увеличение 40 х.
Составлено авторами

Fig. 4. Dolomite from the upper package of Reservoir B1. Thin section photographs. Well 2. Sample 23638-15, sampling interval 1394.6–1412.6 m, core depth 7.57 m. General view of the rock. View (a) — under crossed nicols, view (b) — in plane-polarized light. Magnification 40x.
Prepared by the authors

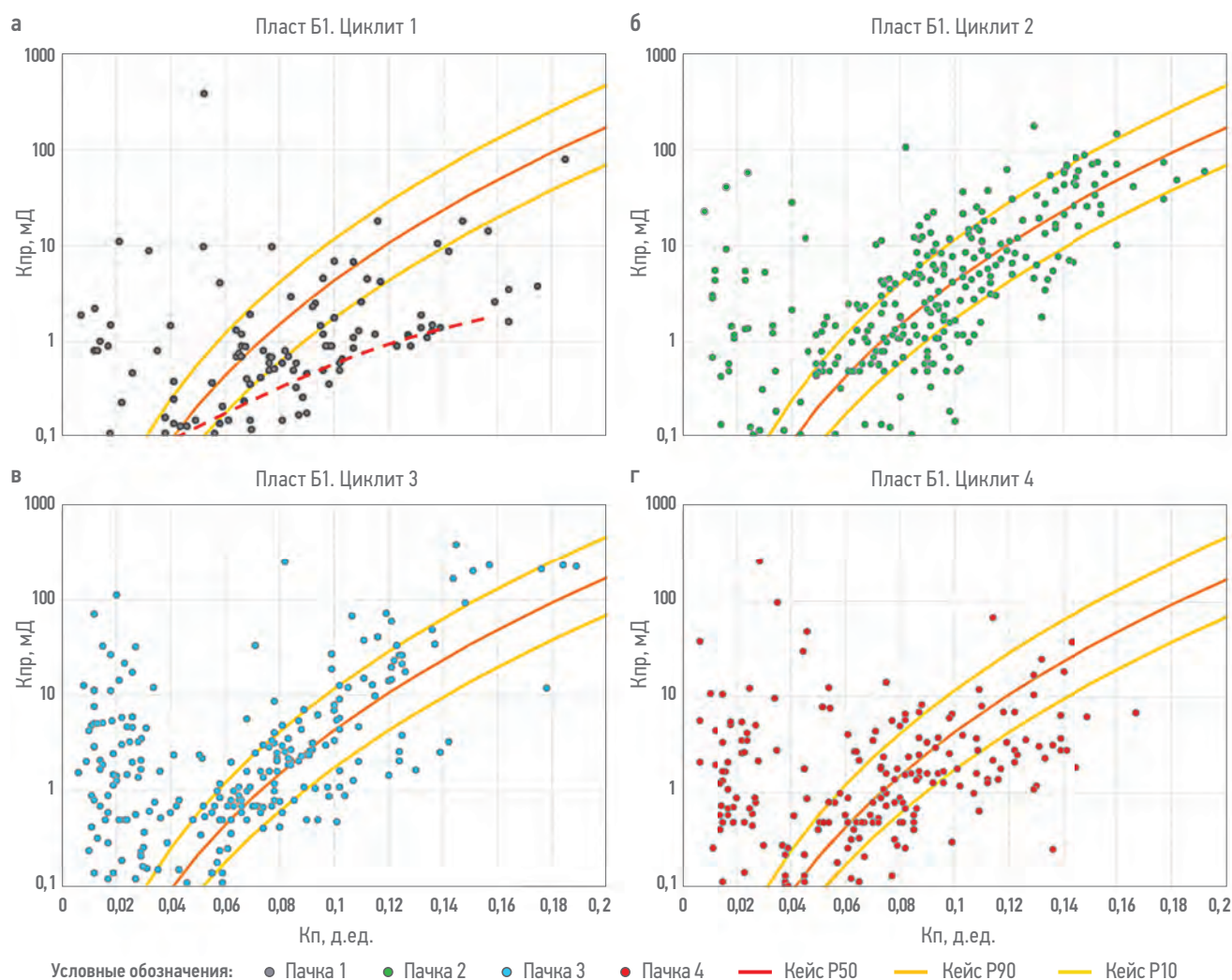


Рис. 5. Сравнение зависимостей $K_{пр}$ – $K_{п}$ с учетом вертикальной неоднородности. Зависимости $K_{пр}$ – $K_{п}$ по: а) циклиту 1, б) циклиту 2, в) циклиту 3, г) циклиту 4. Составлено авторами

Fig. 5. Comparison of permeability-porosity (K_{perm} – K_{por}) relationships, considering vertical heterogeneity. K_{perm} – K_{por} relationships for: а) cyclite 1, б) cyclite 2, в) cyclite 3, г) cyclite 4. Prepared by the authors

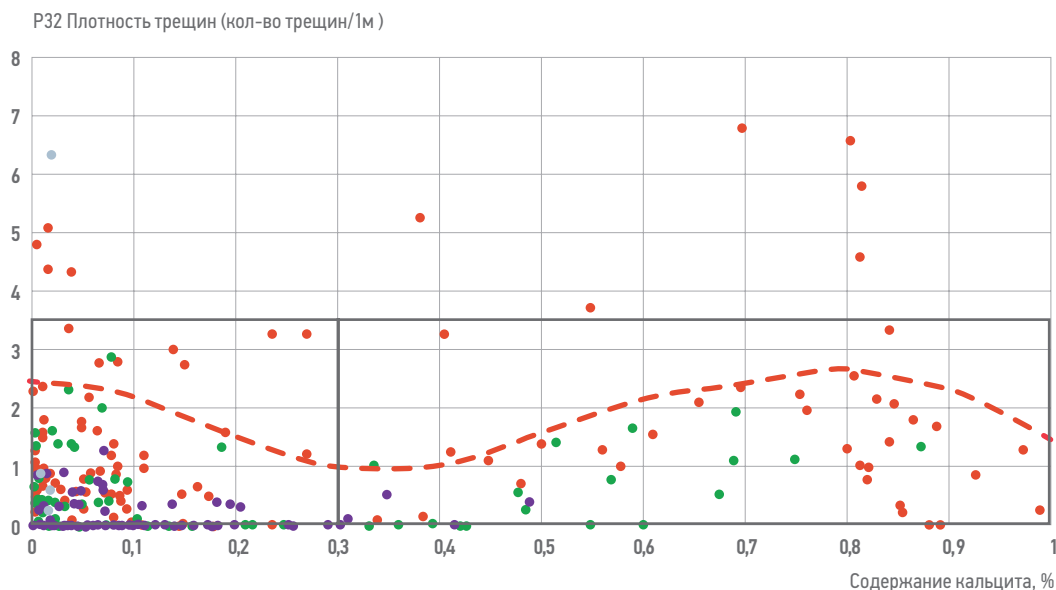


Рис. 6. Содержание кальцита в минеральном составе породы в %, в зависимости от плотности трещин P32.
Составлено авторами

Fig. 6. Calcite content in the rock's mineral composition (%), versus fracture density P32. Prepared by the authors.

кальцитизации в большей степени негативно повлиял на коллекторские свойства 4-й пачки по сравнению с вышележащими. Средняя доля песчаности в ней значительно меньше, чем в верхних трех, порядка 8%.

В ходе работ также проводился анализ зависимости коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от коэффициента пористости (K_p) по разным пачкам с целью найти различия между ними. Рассматриваемые зависимости отдельно по пачкам находятся все в одном тренде и соответствуют ранее принятым зависимостям P10, P50, P90. Нет оснований корректировать зависимость $K_{пр}$ – K_p в петрофизической модели (рис. 5). Однако установлена закономерность: чем сильнее развит процесс доломитизации, тем ФЕС лучше.

Похожие закономерности наблюдаются и на соседних месторождениях, так как осинский горизонт в регионе в целом имеет выраженное циклическое строение. В работах [2, 5] отмечается, что в разрезе выделяются элементарные циклиты (пачки), которые обмеляются вверх по разрезу и разделяются четкими трансгрессивными границами, представляющими собой своеобразные седиментационные маркеры. Эти пачки отличаются друг от друга строением и условиями накопления отложений.

Для прогноза вторичных преобразований в межскважинном пространстве проанализирована геомеханическая модель по скважинам, в которых есть результаты записи Formation MicroImager (FMI) и LithoScanner (6 скважин), с целью найти связь содержания

кальцита от плотности трещин (количество трещин на 1 м). Результаты представлены на рис. 6. По результатам анализа установлено, что при любом содержании кальцита (%) значение плотности трещин (P32) в среднем до 3, с локальными «вылетами».

С учетом этих данных отсутствует возможность использовать данные FMI для прогноза развития вторичных процессов.

Выводы

Исходя из всех предпосылок, описанных в статье, принято решение изменить подхода к моделированию пласта Б1 в геологической модели. Если говорить о подошвенной части пласта, то вероятность наличия коллектора связана со степенью вторичных преобразований. Поскольку на данный момент отсутствует подход прогнозирования зон развития вторичных процессов в межскважинном пространстве, в первую очередь кальцитизации, принято решение каждую пачку пласта Б1 строить отдельно, со своей входной статистикой по скважинам и настройками моделирования, учитывающими площадное распространение коллектора по скважинам.

Предложенный подход разделения пласта на пачки применим для разновозрастных отложений с аналогичными условиями седиментации на территории Восточной Сибири и может рассматриваться как возможные варианты строения пластов при их изучении.

Список литературы

1. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. Стратиграфия, история развития: монография / Н.В. Мельников; Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС). — 2-е изд., доп. — Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2018. — 177 с.
2. Воробьев В.С. Прогноз перспективных зон развития коллекторов в осинском продуктивном горизонте на основе материалов сейсморазведки и реконструкции истории геологического развития / В.С. Воробьев, В.В. Иванюк, А.П. Вилесов // Геология нефти и газа. — 2014. — № 3. — С. 3–16.
3. Воробьев В.С. Строение и условия образования Осинского горизонта в пределах Верхнеочонского месторождения / В.С. Воробьев, А.П. Вилесов, О.В. Боброва, И.Е. Макаров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2013. — № 12. — С. 4–13.
4. Вилесов А.П. Литолого-фациальное строение Осинского горизонта Верхнеочонского месторождения (нижний кембрий, Восточная Сибирь) / А. П. Вилесов, О.В. Боброва, Е. Н. Максимов // Фациальный анализ в нефтегазовой литологии. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. — С. 302–310.
5. Мальков И.П. Формирование карбонатных коллекторов осинского продуктивного горизонта непского свода: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук / И. П. Мальков; МГУ им. М.В. Ломоносова. — Москва, 2014. — 26 с. — Текст: непосредственный.

References

1. Melnikov N.V. Vendian-Cambrian Salt-Bearing Basin of the Siberian Platform. Stratigraphy, History of Development: Monograph; Siberian Scientific Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGIMS): Novosibirsk, Russia, 2018. 177 p. (In Russ.)
2. Vorobiev V.S., Ivanyuk V.V., Vilesov A.P. Forecast of promising zones of reservoir development in the Osinsky productive horizon based on seismic data and reconstruction of the geological history. *Oil and Gas Geology*. 2014, no. 3, pp. 3–16. (In Russ.)
3. Vorobiev V.S., Vilesov A.P., Bobrova O.V., Makarov I.E. Structure and formation conditions of the Osinsky horizon within the Verkhnechonskoye field. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2013, no. 12, pp. 4–13. (In Russ.)
4. Vilesov A.P., Bobrova O.V., Maksimov E.N. Lithological-facial structure of the Osinsky horizon of the Verkhnechonskoye field (Lower Cambrian, Eastern Siberia). In *Fatsial'nyy Analiz v Neftogazovoy Litologii*; Tomsk Polytechnic University Publishing House: Tomsk, Russia, 2012. Pp. 302–310. (In Russ.)
5. Malkov I.P. Formation of Carbonate Reservoirs of the Osinsky Productive Horizon of the Nepa Arch: Abstract of Cand. Sci. (Geol.-Min.) Dissertation; Lomonosov Moscow State University: Moscow, Russia, 2014. 26 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Р. Валиуллин — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи и рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Е.А. Шерстобоев — принял участие в редактировании разделов и заключений, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Artur V. Valiullin — developed the article general concept, prepared the text of the article and figures for the article, approved the final version of the article.

Evgenii A. Sherstoboev — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артур Расимович Валиуллин* — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»
190121, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
E-mail: ProNef@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-7585-3206>

Artur R. Valiullin* — Main specialist, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190121, Saint Petersburg, Russia.
ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-7585-3206>

Евгений Андреевич Шерстобоев — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

Evgenii A. Sherstoboev — Expert, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author