

Мультидисциплинарный подход к геологическому моделированию пластов В10-13, осложненных первичными особенностями осадконакопления и вторичными преобразованиями

Черепкова А.А.¹, Бусуек Е.С.¹, Кураш Т.П.¹, Наклеевская К.А.¹, Леванов А.Н.¹, Неделько О.В.¹, Мартынюк Е.В.¹, Локшин Д.А.², Ахмадишин А.Т.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ²АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия
aa_cherepkova3@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В данной работе приводится опыт создания трехмерной геологической модели с учетом всей накопленной геолого-геофизической информации по пласту В10-13 месторождения Восточной Сибири. Данные отложения являются древними терригенными коллекторами, осложненными вторичной цементацией порового пространства. На текущий момент бурение на месторождении осуществляется в краевых частях, что требует создания инструмента для минимизации рисков при сопровождении бурения.

Материалы и методы

Для уточнения строения пластов разработаны новые подходы при работе с ядерным материалом и петрографическими шлифами, что позволило количественно оценить содержание цемента в породе. Установлена ключевая последовательность образования цемента в поровом пространстве. Разработаны новые подходы при

работе с данными CPP, что позволило улучшить прогноз в условиях расчлененных коллекторов Восточной Сибири.

Ключевые слова

Восточная Сибирь, вторичные преобразования, древние терригенные коллектора, засоление

Признательность

Авторы хотели бы поблагодарить ПАО «НК «Роснефть», АО «Верхнечонскнефтегаз» и ООО «Тюменский нефтяной научный центр», в котором они работают, за разрешение на публикацию данной работы.

Для цитирования

Черепкова А.А., Бусуек Е.С., Кураш Т.П., Наклеевская К.А., Леванов А.Н., Неделько О.В., Мартынюк Е.В., Локшин Д.А., Ахмадишин А.Т. Мультидисциплинарный подход к геологическому моделированию пластов В10-13, осложненных первичными особенностями осадконакопления и вторичными преобразованиями // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 25–33. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-25-33

Поступила в редакцию: 04.10.2024

GEOLOGY

UDC 553.982.2 | Original Paper

Cross-functional approach to geological modeling of the horizon V10-13 complicated with initial sedimentation characteristics and secondary transformations

Cherepkova A.A.¹, Busuek E.S.¹, Kurash T.P.¹, Nakleevskaya K.A.¹, Levanov A.N.¹, Nedelko O.V.¹, Martynyuk E.V.¹, Lokshin D.A.², Akhmadishin A.T.²

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia; ²“Verkhnechonskneftegas” JSC, Irkutsk, Russia
aa_cherepkova3@tnnc.rosneft.ru

Abstract

This paper presents the experience of creation a 3D geological model of the Horizon V10-13 taking into the whole accumulated geological and geophysical information about the Eastern Siberia field. These deposits are ancient terrigenous reservoirs complicated with secondary cementation of the pore space. Today drilling is focused on the boundary parts of the field so nowadays it's necessary to minimize risks for geological drilling support. That's why we decided to create special tool for it.

Materials and methods

For clarification of the complex geological structure of the Horizon V10-13 new approaches for work with core and petrographic data were developed. Therefore, we could count a quantity of cement content in rocks. The sequence of minerals formation was confirmed by petrographic studies. In addition, East Siberian heterogeneous reservoirs require the development of new approaches of working

with seismic data. In future, these approaches will improve seismic prediction.

Keywords

Eastern Siberia, secondary transformations, ancient terrigenous reservoir, salinization

For citation

Cherepkova A.A., Busuek E.S., Kurash T.P., Nakleevskaya K.A., Levanov A.N., Nedelko O.V., Martynyuk E.V., Lokshin D.A., Akhmadishin A.T. Cross-functional approach to geological modeling of the horizon V10-13 complicated with initial sedimentation characteristics and secondary transformations. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 25–33. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-25-33

Received: 04.10.2024

Введение

Верхнеконское месторождение (ВЧНГКМ) является одним из крупнейших месторождений в Восточной Сибири [1]. Его разработка осуществляется на протяжении последних десяти лет. На текущий момент месторождение уверенно обеспечивает нефтью трубопровод Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО), подтверждая перспективность данного региона. Необходимо отметить, что сложные природно-климатические условия, низкая изученность региона, а также низкая оснащенность инфраструктурой с учетом физико-географических характеристик самого месторождения усложняют процесс его разработки, требуя нестандартных подходов и новых решений.

Верхнеконское месторождение открыто в 1978 г., расположено примерно в 1 000 км от оз. Байкал [2]. В разрезе ВЧНГКМ выделяются четыре объекта разработки, один из которых характеризуется газовым насыщением, а остальные — нефтяным с наличием газовых шапок. Наиболее глубоко залегающий объект — пласты В10-13 — представлен терригенными отложениями, а вышележащие объекты являются карбонатными по своему составу.

На текущий момент основным объектом разработки является пласт В10-13. На его долю приходится 55 % начальных геологических запасов (НГЗ) всего месторождения. Фонд эксплуатационных скважин, пробуренных на пласт В10-13, приближается к 1 000 скважин, включая многозабойные скважины (МЗГС) и зарезки боковых стволов (ЗБС), при этом разбуренность самого пласта достаточно высока. Доля категории В2 составляет менее 2 %. Таким образом, для освоения неразбуренных запасов требуется детальное планирование при заложении новых скважин, что обусловлено сложным геологическим строением пласта и длительным влиянием разработки.

Пласт представлен древними терригенными отложениями, гранулометрический состав которых варьируется от аргиллитов до конгломератов, что связано с условиями осадконакопления [3]. Также на геологическое строение пластов оказывает влияние длительная история развития региона, включая неоднократные постседиментационные тектонические движения, структурную инверсию, трапповый магматизм [1]. Все это способствовало развитию дизъюнктивных нарушений, поэтому в пределах месторождения выделяется до 18 залежей с различными уровнями газо- и водонефтяных контактов (ГНК, ВНК). Особенностью данных отложений является наличие вторичных цементов в поровом пространстве, что оказывает влияние на итоговые фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) [4]. В целом пласт характеризуется средней пористостью 14 % и средней проницаемостью 227 мД.

Перед авторами статьи поставлена задача создания инструмента для минимизации рисков эксплуатационного бурения в условиях сложных терригенных коллекторов Восточной Сибири, характеризующихся высокой латеральной и вертикальной изменчивостью. Задача решена путем комплексирования всей имеющейся геолого-геофизической информации, а также посредством ревизии результатов исследований керна и переинтерпретации данных сейсморазведочных работ (СРР). В ходе работы проведены следующие виды исследований:

- доработана фациальная модель пластов в части выделения литотипов и фаций;

- изучена последовательность вторичных преобразований коллекторов;
- оценено влияние вторичных преобразований на ФЕС и продуктивность скважин;
- исследованы закономерности площадного развития процессов засоления;
- доработаны палетки для определения коэффициента пористости и коэффициента засоления по данным ГИС;
- уточнена оценка коэффициента проницаемости;
- выполнено прогнозирование засоления пласта в межскважинном пространстве;
- построена геологическая модель пластов В10-13 как инструмент для планирования эксплуатационного бурения.

Фациальная модель

При проведении седиментологических исследований учтены результаты региональных палеогеографических построений вендских отложений Восточной Сибири [5]. Медленная трансгрессия моря в течение непского времени, при обилии поступающего с суши грубого обломочного материала, привела к формированию выдержанных песчаных покровов. Основным источником сноса обломочного материала были внутренние районы платформы и Байкало-Патомская складчатая область [6]. С целью доизучения условий осадконакопления Верхнеконского месторождения проведена ревизия кернового материала. С использованием единых подходов и с учетом всей накопленной геологической информации [9] по региону выполнено седиментологическое описание 1 350 м керна по 41 скважине. Всего в результате изучения кернового материала выделено 28 литотипов, которые затем по совокупности генетических признаков объединены в 21 фазию, характеризующую 7 фациальных комплексов.

В рамках седиментологических исследований установлены основные этапы развития территории в непское время. В целом пласты характеризуются трансгрессивным строением. Осадконакопление во многом определялось существовавшим к началу непского времени палеореельфом. В северо-западной части района работ была расположена возвышенность, которая представляла собой основной источник сноса обломочного материала. В результате ее разрушения и последующей морской трансгрессии происходило постепенное заполнение осадком более пониженной юго-восточной части территории и латеральное смещение фаций в северо-западном направлении.

В основании пласта В13 находятся отложения аллювиальных фэзов, которые вверх по разрезу сменяются отложениями приливо-отливной равнины. Пласт В10 развит повсеместно, на северо-западе он залегает на породах фундамента с угловым и стратиграфическим, на остальной части территории

отложения пласта В10 со стратиграфическим несогласием перекрывают породы нижнепесчаной подсыты [9]. После перерыва в осадконакоплении территория вновь испытывает трансгрессию, в основании пласта В10 находятся отложения аллювиальной равнины, которые перекрываются отложениями приливо-отливной равнины.

По результатам аналитической работы определены основные фаии, перспективные с точки зрения коллекторских свойств. Для отложений аллювиального фэна такими фаиями являются отложения проксимальной (АФп) и медиальной частей аллювиального фэна (АФм), для отложений аллювиальной равнины — флювиальные каналы (ФК) и флювиальные каналы гравийные (ФКгр), для приливо-отливной равнины — приливо-отливные каналы (ПОК) и приливо-отливные ручьи (ПОР).

Также определены основные размеры песчаных тел на основе параметров, полученных по керну. Отмечается высокая изменчивость по разрезу и латерали песчаных тел в связи с их небольшими размерами. Например, для фации флювиальных каналов (ФК) ширина каналов варьируется от 2 500 м до 13 500 м, при среднем — 7 650 м. Размеры получены по формулам Fielding and Crane [1987] [10], исходя из глубины каналов, определенной по керну.

Вторичные преобразования коллекторов

Как известно, фильтрационно-емкостные характеристики пластов В10-13 контролируются не только условиями осадконакопления, но и вторичными процессами, широко развитыми в поровом пространстве [4, 7, 11, 12].

Ранее в пределах изучаемых пород ключевым процессом, оказывающим влияние на продуктивность пластов, выделялась хлоридизация (галитизация) [8]. Однако в результате проведенного комплекса работ зафиксировано присутствие дополнительных минералов, оказывающих влияние на геометрию порового пространства.

Одним из первых методов по изучению пустотного пространства и вторичной минерализации выступили петрографические исследования шлифов стандартного и большого размера. В ходе работы установлено, что пустотное пространство в разрезе пластов В10-13 представлено межзерновыми порами. Диагностировано и подтверждено наличие процессов регенерации полевошпат-кварцевого состава, карбонатизации, сульфатизации и хлоридизации, оказывающих наибольшее влияние на ФЕС пород.

Использование новых подходов при петрографическом описании шлифов позволило оценить содержание вторичных минералов на количественном уровне, что облегчает дальнейшую работу по анализу данных и поиску корреляционных зависимостей. Благодаря данному методу исследований зафиксирована и установлена последовательность

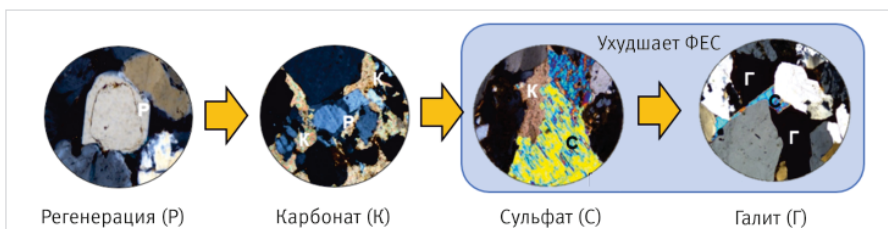


Рис. 1. Последовательность вторичного минералообразования В10-13
Fig. 1. Sequence of secondary minerals formation В10-13

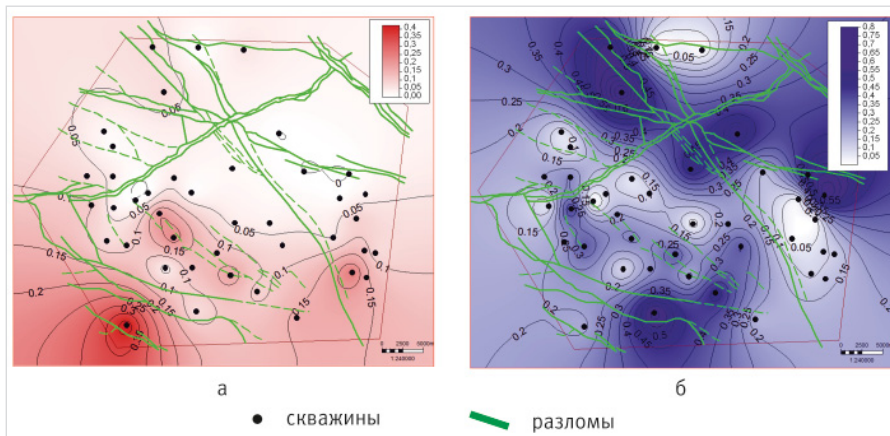


Рис. 2. Степень заполнения порового пространства фации флювиальных каналов, д.ед.: а – сульфатизация, б – галитизация
 Fig. 2. Degree of filling of the pore space of the fluvial channel facies, units: a – sulfatization, b – halitisation

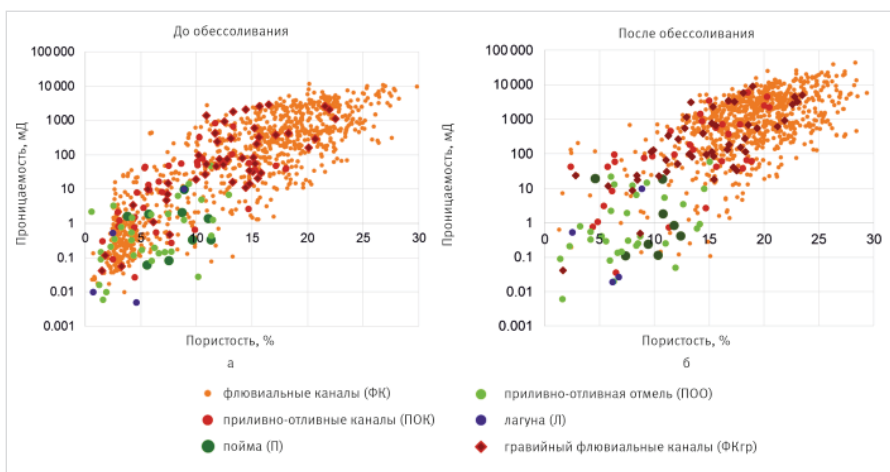


Рис. 3. Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств по фациям пласта В10: а – до обессоливания; б – после обессоливания
 Fig. 3. Comparison of reservoir properties for facies of the Horizon B10: a – before desalination; b – after desalination

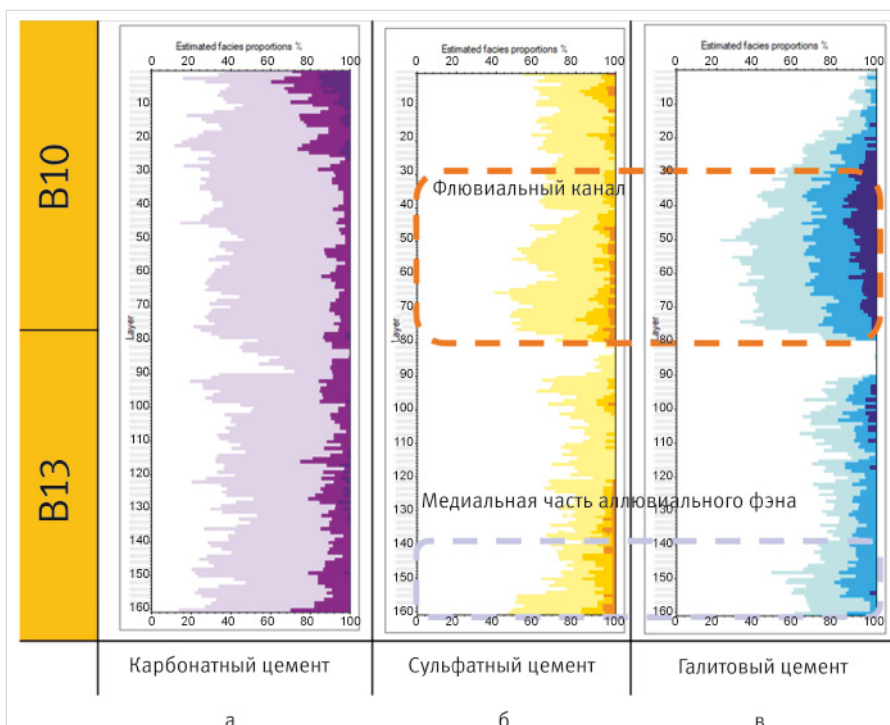


Рис. 4. Распределение вторичных цементов по разрезу
 Fig. 4. Vertical distribution of the secondary cements

вторичного минералообразования (рис. 1), подтверждена общая концепция по региону, в рамках которой процессы хлоридизации (галитизации) происходили на завершающем этапе формирования порового пространства коллектора [7].

Установлено, что образование вторичных минералов в породе контролируется двумя основными факторами:

1. Первичными фильтрационно-емкостными свойствами породы, т.к. в первую очередь миграция высокоминерализованных рассолов осуществляется внутри пород с наилучшими ФЕС.
2. Локализацией поступления высокоминерализованных рассолов в породы, что обусловлено совокупностью тектонических движений и процессов [7, 8].

Также для оценки вторичной цементации в поровом пространстве привлекались количественные методы – рентгеноструктурный анализ (РСА) и обессоливание (частичное или полное удаление из состава солей) [14]. Однако полученные данные не позволяют в полной мере охарактеризовать минеральную преобразованность внутри терригенной толщи пластов В10-13, что обусловлено как особенностями отбора образцов (частотой и равномерностью), так и неоднородностью проявления наложенных изменений.

По этой причине при седиментологическом изучении пород выполнена фиксация наличия или отсутствия вторичной минерализации. Для этих целей разработана и принята условная классификация, которая отображает степень заполнения тем или иным цементом порового пространства. Данная методика с учетом материалов петрографии, РСА и обессоливания позволила на количественном уровне по площади и по разрезу оценить распространение вторичных преобразований (рис. 2).

Влияние вторичных преобразований на ФЕС и продуктивность скважин

Исходя из результатов проведенной аналитической работы и общих представлений по региону, наибольшему влиянию вторичных цементов подвержены фации с наиболее высокими первичными ФЕС [8]. Например, для фации флювиальных каналов (ФК) отмечается снижение коэффициента пористости на 30 % после галитизации порового пространства (K_p до обессоливания – 13,5 %, K_p после обессоливания – 18,9 %), а коэффициента проницаемости – на 70 % ($K_{пр}$ до обессоливания – 775 мД, $K_{пр}$ после обессоливания – 2 786 мД) (рис. 3).

Стоит отметить, что степень галитизации уменьшается вниз по разрезу непской свиты, что связано в первую очередь с вертикальной миграцией рассолов. Сульфатизация чаще всего проявляется в нижних частях пластов, где залегают отложения флювиальных каналов и аллювиальных фэнов. А повышенное содержание карбонатной цементации приурочено к кровельной части пласта В10, что связано, скорее всего, с общей трансгрессией бассейна седиментации (рис. 4).

Результаты седиментологического и петрографического описания ядерного материала проанализированы совместно с продуктивными характеристиками скважин, в которых проведен отбор ядра. Для анализа в качестве сравнительной характеристики использован коэффициент продуктивности, рассчитанный либо по результатам испытаний, либо по результатам ввода скважины в фактическую эксплуатацию. Степень

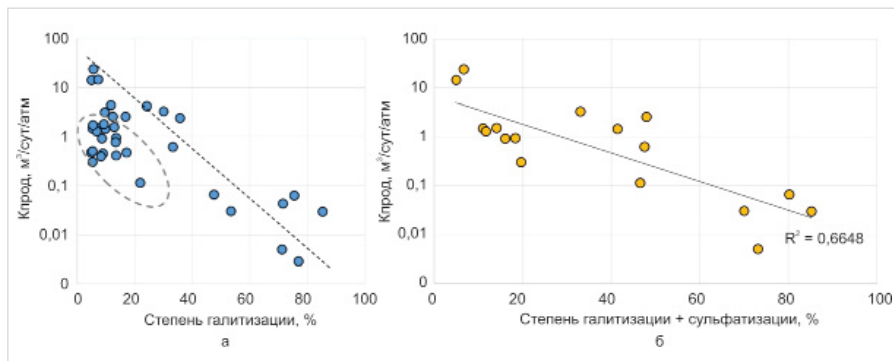


Рис. 5. Сопоставление коэффициента продуктивности и степени вторичной цементации порового пространства: а — степень галитизации (%) и коэффициент продуктивности ($m^3/сут/атм$); б — степень галитизации и сульфатизации (%) и коэффициент продуктивности ($m^3/сут/атм$)
 Fig. 5. Comparison of productivity factor and secondary cementation fraction of the pore space: а – halitization cement (%) and productivity factor ($m^3/day/atm$); б – sulphatization cement (%) and productivity factor ($m^3/day/atm$)



Рис. 6. Сопоставление коэффициента открытой пористости (%) и коэффициента продуктивности ($m^3/сут/атм$)
 Fig. 6. Comparison of productivity factor ($m^3/day/atm$) and open porosity (%)

засоления рассчитана с учетом данных петрографического описания шлифов, рентгеноструктурного анализа (РСА) и данных обессоливания.

На первом этапе проведено сопоставление между коэффициентом продуктивности и степенью галитизации порового пространства, т.к. ранее основное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) породы было связано с наличием галита в поре [8]. Однако отмечается поле точек с пониженным коэффициентом продуктивности с низкой степенью галитизации порового пространства (рис. 5А), что говорит о наличии других факторов, влияющих на эксплуатационные характеристики скважины.

На следующем этапе проведено сопоставление между коэффициентом продуктивности и степенью засоления порового пространства (рис. 5б). В данной ситуации под степенью засоления понимается доля галита и сульфата в поровом пространстве.

В целом отмечается наличие связи между коэффициентом продуктивности и степенью засоления, что подтверждает влияние вторичных цементов на продуктивные характеристики пластов. Также это подтверждается наличием устойчивой связи ($R = 0,82$) между открытой пористостью и коэффициентом продуктивности (рис. 6), т.к. в данном случае открытая пористость породы формируется расположением вторичных цементов в поре.

Недостаточно высокий коэффициент корреляции может быть обусловлен недостаточной выборкой исследований, т.к. РСА и шлифы позволяют оценить долю сульфата в небольшом объеме породы, а оценка галита по данным обессоливания также зависит от равномерности отбора образцов.

Закономерности площадного развития процессов засоления

Развитие вторичных цементов в поровом пространстве коллектора является ключевой особенностью данного региона [12]. Основной привнос солей в пласты В10-13 связывают с вторичной тектонической активизацией Сибирской платформы на рубеже перми и триаса, сопровождавшейся внедрением траппов в отложения ангарской, литвинцевской свит кембрия и верхоленской свиты карбона [7]. Внедрение силла способствовало прогреву нижележащих горных пород и насыщающих их пластовых флюидов. Под воздействием повышенных градиентов давления

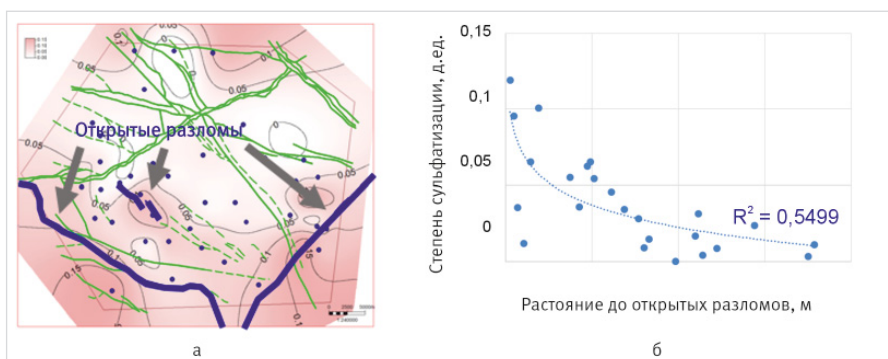


Рис. 7. Степень сульфатизации порового пространства (д.ед.): а — карта распределения параметра; б — зависимость степени сульфатизации от расстояния до разломов
 Fig. 7. Sulphatization fraction of the pore space (units): а – parameter map; б – function between sulphatization fraction and distance to the open faults

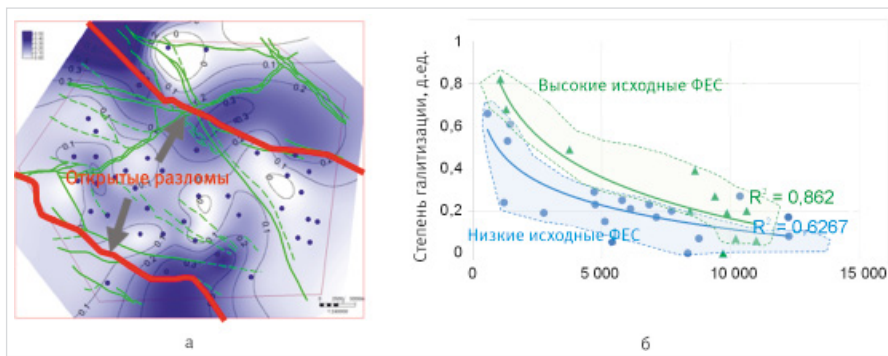


Рис. 8. Степень галитизации порового пространства (д.ед.): а — карта распределения параметра; б — зависимость степени галитизации от расстояния до разломов
 Fig. 8. Halitization fraction of the pore space (units): а – parameter map; б – function between halitization fraction and distance to the open faults

и повышенной плотности рассолов происходила их миграция в нижележащие пласты [4, 13]. Также образование галита в поровом пространстве может быть связано с выпадением солей на границе палеоводонефтяных контактов [11] либо с инфильтрацией высокоминерализованных рассолов (рапы) в период осадконакопления их вышележащих отложений [16]. Но как отмечается [13], данное солеотложение незначительно повлияло на формирование порового пространства.

По разрезу в пределах месторождения выделяются пласты каменных солей толщиной

до 300 метров, приуроченные к ангарской, бельской и усольской свитам. По площади месторождения отмечаются локальные участки полного выщелачивания солей. Следовательно, стоит предположить, что источниками для формирования высокоминерализованных рассолов являлись все соли, залегающие выше пласта Б2, включая соли перемички между пластами Б1 и Б2, соли усольской свиты, а также соли бельской свиты.

Исходя из результатов стадийного анализа, предполагается, что образование вторичных минералов в поровом пространстве

пластов В10-13 происходило в несколько стадий на разных этапах развития территории. Образование сульфата происходило до галита. Предположительно, образование сульфатов связано с тектоническими движениями при формировании надвига в раннем палеозое. В целом отмечается связь между степенью сульфатизации и расстоянием от определенной группы разломов, приуроченных к надвику (рис. 7).

Распространение галита в поровом пространстве пластов В10-13, предположительно, осуществлялось на рубеже перми-триаса, когда происходила тектоническая активизация Сибирской платформы, сопровождаемая трапповым магматизмом [7]. На территории Верхнечонского месторождения внедрение траппов в основном приурочено к ангарской свите, сложенной каменными солями.

Наличие устойчивой связи между расстоянием от определенной группы разломов и степенью галитизации (рис. 8) также подтверждает общую теорию о том, что на момент миграции высокоминерализованных рассолов были открыты разломы только северо-западного простирания [7]. Наилучшей сходимости с данными удалось добиться, благодаря разделению всех скважин на группы с высокими первичными ФЕС (первичная пористость >18 %) и низкими первичными ФЕС (первичная пористость <18 %), что также подтверждает общую концепцию о том, что миграция высокоминерализованных рассолов осуществлялась в пропластки с наилучшими первичными ФЕС [8].

Таким образом, впервые получены зависимости между степенью галитизации и сульфатизации и расстоянием от разломов, проводящих высокоминерализованные растворы.

Определение коэффициента засоления по данным ГИС

Разработка петрофизической модели коллекторов пластов В10-13 имеет длительную историю [8].

На текущий момент при используемом на месторождении комплексе ГИС возможно выделение только галита, поэтому в дальнейшем под коэффициентом засоления подразумевается коэффициент галитизации. Выделение сульфата по данным ГИС затруднительно в связи с малым содержанием (в среднем в пределах 5 %) минерала по данным имеющегося ядра, а также в связи с ограниченностью комплекса ГИС. Существует

предположение, что выделение сульфата по данным ГИС возможно при использовании аппаратно-методического комплекса литологического импульсного нейтронного каротажа (ИНК-Л), но данная технология требует дополнительного апробирования в пределах Верхнечонского месторождения.

При разработке методики оценки засоления пород и оценки коэффициента пористости по данным ГИС учитывалось различное влияние кристаллического галита на акустические, нейтронные и плотностные свойства пород. Рассмотрены петрофизические модели этих методов, на основании которых для дальнейших исследований предложены комплексы, представленные следующими парами методов: плотностной (ГГКп) — нейтронный (НК), акустический (АК) — нейтронный (НК). Преимуществом пары методов ГГКп–НК, является возможность их использования в горизонтальных скважинах, т.к. оба метода объемные и слабо зависят от анизотропии свойств.

АК–НК — эта пара методов не может использоваться для интерпретации в горизонтальных скважинах. Наличие глинистости оказывает существенное влияние на оба метода. Поэтому при комплексном использовании НК–АК необходимо учитывать глинистость пород.

Анализ ядерного материала показал, что засоление разреза преимущественно связано с чистыми, неглинистыми интервалами. Таким образом, принимая, что глинистость в интервалах засоления не оказывает влияние на методы ГИС, составлена комплексная палетка ГГКп–Внк (рис. 9) для одновременного расчета пористости с учетом коэффициента солесодержания и (или) глинистости пород.

Физический смысл составленной палетки следующий: при совпадении пористости по ГГКп и K_p по нейтронному каротажу порода соответствует чистым песчаникам. При повышении содержания галита в породе увеличивается пористость по ГГКп относительно пористости по нейтронному каротажу. Превышение пористости по нейтронному каротажу над пористостью по плотностному каротажу обусловлено содержанием в породе глинистых минералов (наличием глинистости), в этом случае пористость принимается по гамма-гамма плотностному каротажу.

На рисунке 10 представлена комплексная палетка АК–Внк для расчета пористости с учетом засоления и/или глинизации

пород. Физический смысл составленной палетки следующий: при совпадении пористости по АК и по нейтронному каротажу порода соответствует чистым песчаникам. Содержание галита в породе приводит к завышению пористости по акустическому каротажу и снижению K_p по нейтронному каротажу. Содержание в породе глинистых минералов (наличие глинистости) приводит к завышению пористости по акустическому каротажу и завышению K_p по нейтронному каротажу. Полученная комплексная палетка является универсальной и позволяет вычислить истинную пористость [8].

Уточнение оценки коэффициента проницаемости

Для уточнения коэффициента проницаемости в целом по пласту авторами разработаны зависимости для расчета коэффициента проницаемости для каждой фации. На сегодняшний день для определения коэффициента проницаемости горных пород существует достаточно много подходов [15]. Основная идея во всех подходах заключается в нахождении связи пористости и проницаемости с использованием ядерных зависимостей и учета дополнительных факторов. Для оценки абсолютной проницаемости по фациям использовалась трехмерная связь $K_{пр} = f(K_p, K_{во}, K_{соль})$, полученная на основе ядерного материала (рис. 11).

Прогнозирование засоления пласта в межскважинном пространстве

В пределах Верхнечонского месторождения прогноз фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта В10-13 по данным сейсморазведочных работ (СРР) всегда являлся вызовом для специалистов, занимающихся интерпретацией данных СРР [17]. Это обусловлено таким рядом факторов, как:

- сложные геологические условия — высокая латеральная и вертикальная изменчивость, обусловленная особенностями осадконакопления и вторичными процессами;
- малые мощности целевого интервала — от 0 до 50 м, в зависимости от территории месторождения (в среднем — 15 м);
- высокий акустический контраст между целевым интервалом (терригенные породы) и вмещающими породами (фундамент, карбонатные отложения), что приводит к тому, что динамика волнового поля определяется также свойствами

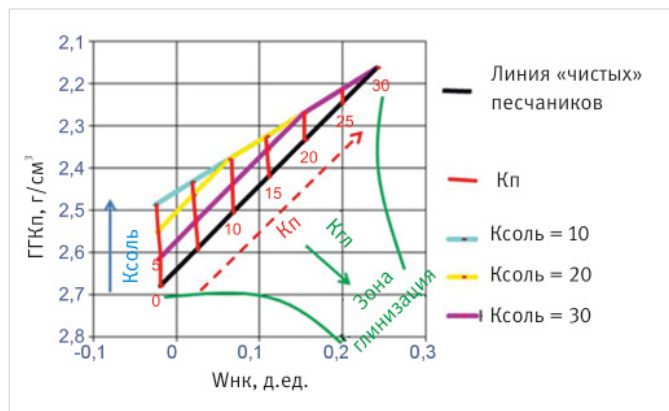


Рис. 9. Палетка ГГКп–Внк для определения коэффициента пористости и коэффициента засоления
Fig. 9. Plot RHOV–TNPH for calculation of porosity factors and salinization coefficient

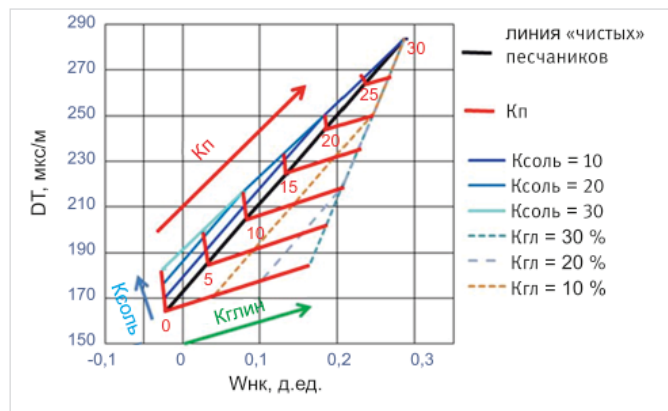


Рис. 10. Палетка АК–Внк для определения коэффициента пористости и коэффициента засоления
Fig. 10. Plot AL–TNPH for calculation of porosity factors and salinization coefficient

вмещающей толщи [17];

- сложные тектонические процессы — наличие траппов в верхней части разреза, зон надвига, что может искажать сейсмический отклик от пласта.

Ранее для пласта В10-13 выполнена акустическая инверсия целевого интервала сейсмического куба. В результате данной работы был получен прогноз линейной емкости пласта В10, что характеризует объем порового пространства пласта. Данный подход сначала был опробован на небольшом участке месторождения, а через два года он был транслирован на всю площадь месторождения после проведения 3D-сейсморазведочных работ по методу общей точки (МОТТ) в 2011 году [18]. В целом, данный подход использовался при бурении разведочных и наклонно-направленных скважин. Однако при переходе к бурению удлиненных горизонтальных скважин и многозабойных скважин в краевых частях месторождения возникла потребность в поиске новых подходов для улучшения прогноза параметров пласта по данным сейсморазведочных работ.

В 2022 г. проведена переинтерпретация данных сейсморазведочных работ, в ходе которой была учтена верхняя часть разреза (ВЧР), что в целом позволило повысить разрешенность данных прогноза СРР. После этого перед авторами стояла задача улучшить существующий прогноз свойств пласта по данным СРР. Стоит отметить, что после 2013 г. на месторождении был пробурен основной фонд эксплуатационных скважин (60 % от текущего фонда), а также более 25 скважин с полным отбором керна и запись расширенного комплекса ГИС, что увеличило охарактеризованность пласта В10-13 геолого-геофизическими данными. Таким образом, количество опорной информации для прогноза свойств по данным сейсморазведки выросло, однако с учетом высокой изменчивости пласта это также способствовало увеличению неопределенности.

Пласт В10-13 характеризуется высокой изменчивостью фацеального ряда как по разрезу, так и в пределах

площади месторождения, а значит, и высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Для снижения коридора неопределенности при прогнозировании ФЕС по данным СРР было принято решение о разделении месторождения на отдельные участки. Данный подход позволил сгруппировать скважины, пробуренные в схожих условиях осадконакопления, а значит, и характеризующиеся схожими ФЕС. Данный подход также позволил для прогноза ФЕС по данным СРР использовать не только вертикальные и наклонно-направленные скважины, но и эксплуатационные скважины, пробуренные по нисходящей траектории и вскрывающие подошву пласта. Использование эксплуатационных скважин, включая горизонтальные скважины, позволило увеличить количество входных данных для прогноза.

После разделения месторождения на участки с учетом особенностей осадконакопления были сформулированы основные критерии для дальнейшей работы с сейсмическими атрибутами:

1. Окно для расчета атрибутов подбиралось таким образом, чтобы получить максимальный вклад от целевого интервала разреза.
2. В процессе тестирования подбиралось определенное количество сейсмических атрибутов (один или несколько) для получения наибольшего коэффициента корреляции со скважинными данными.

По результатам проведенной работы для каждого участка была получена карта эффективных толщин и карта засоленных толщин. Впоследствии по результатам сшивки этих карт получены карты эффективных и засоленных толщин по каждому из пластов. Стоит отметить, что впервые для данного месторождения получена прогнозная карта засоленных толщин, а также тот факт, что в качестве входной информации использовались не только данные по вертикальным и наклонно-направленным скважинам, но и данные по горизонтальным скважинам, пробуренным

по нисходящей траектории и вскрывающим подошву пласта.

Геологическая модель пластов В10-13 как инструмент для планирования эксплуатационного бурения

В данной работе в качестве инструмента для планирования эксплуатационного бурения принимается геологическая модель пластов В10-13, поэтому все полученные результаты аналитической работы были учтены при построении геологической модели.

В связи с распространением вторичных процессов внутри порового пространства построение геологической модели пластов В10-13 осуществлялось в несколько этапов (рис. 14).

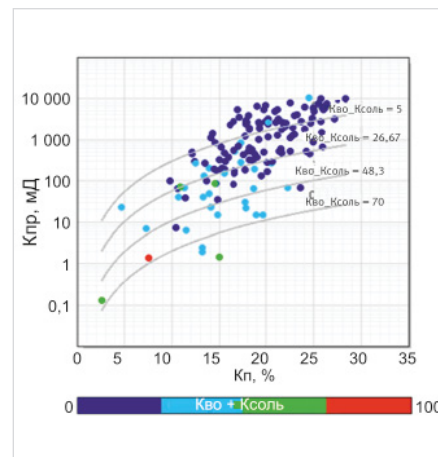


Рис. 11. Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента остаточной пористости, коэффициента остаточной водонасыщенности и коэффициента засоления для фации флювиальных каналов по данным исследований на керне. Шифр точек — Кво+Ксоль

Fig. 11. Function between porosity, residual water saturation, salinization and permeability for the fluvial channel facies on the core data. Point's code – water saturation + salinization

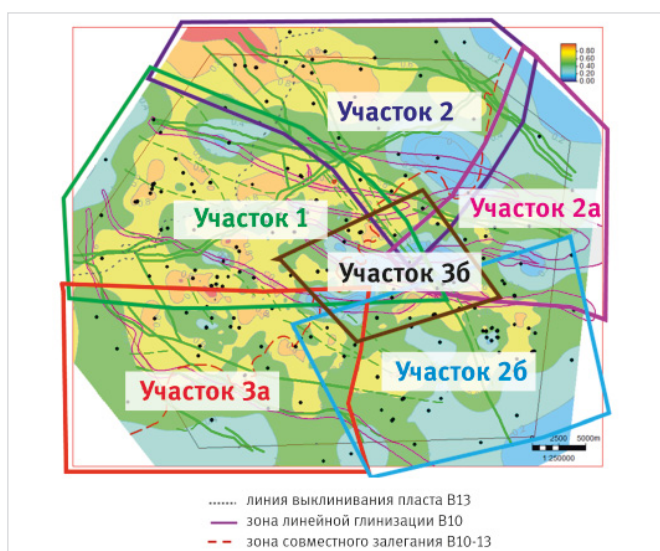


Рис. 12. Разделение месторождения на локальные участки для проведения мультиатрибутного анализа. Карта — доля фации флювиального канала (ФК) относительно общей толщины пласта В10

Fig. 12. Field division into local region for multi-attribute seismic analysis. Map — fluvial channel facies fraction

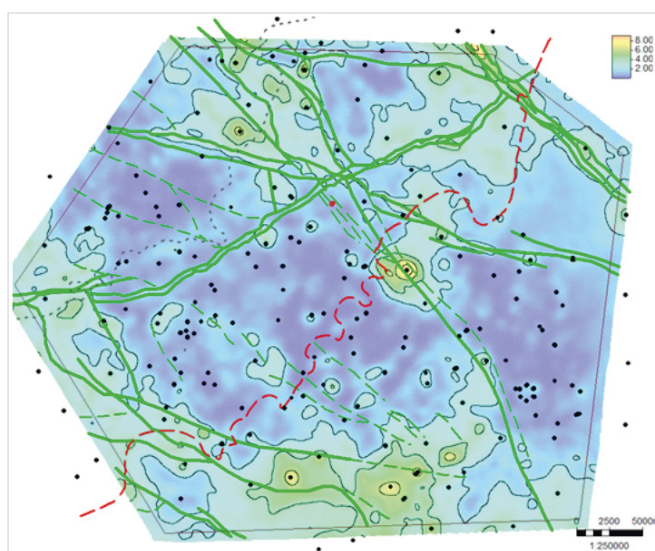


Рис. 13. Результирующая прогнозная карта засоленных толщин пласта В10

Fig. 13. The resulting map of the salted reservoir thickness of the horizon В10 by the seismic prediction

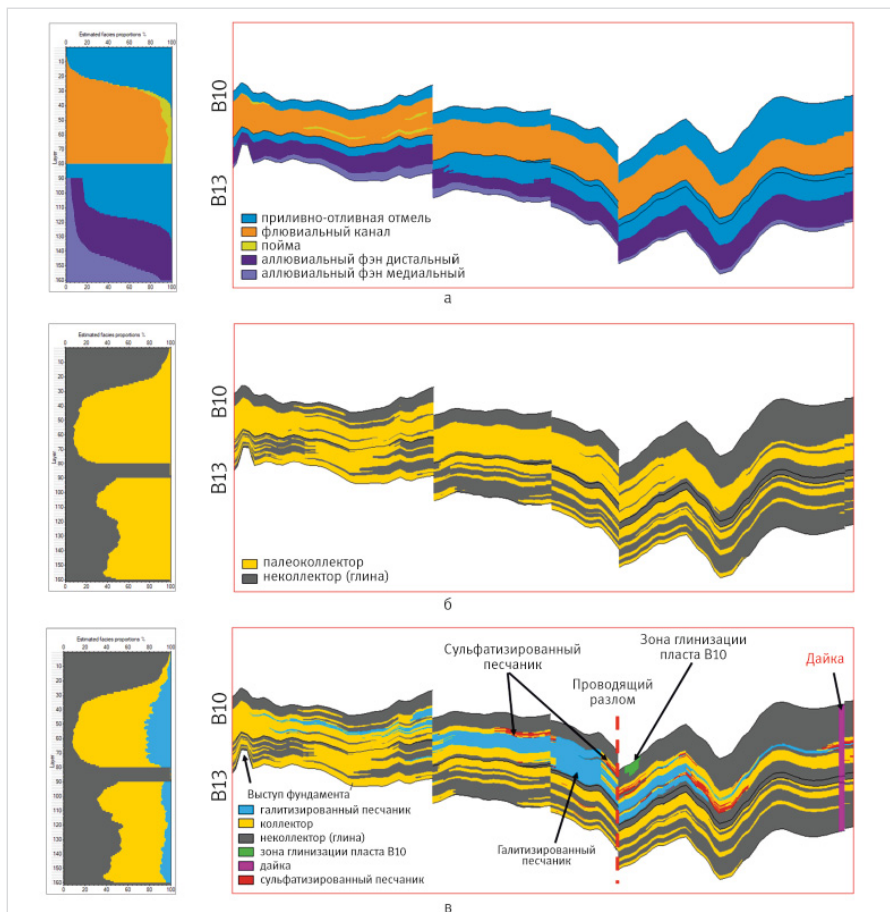


Рис. 14. Разрезы по кубам литологии: а — куб фаций; б — куб первичного коллектора; в — куб итогового коллектора

Fig. 14. Section through lithology cubes: а — facies cube; б — original reservoir cube; в — resulting lithology cube

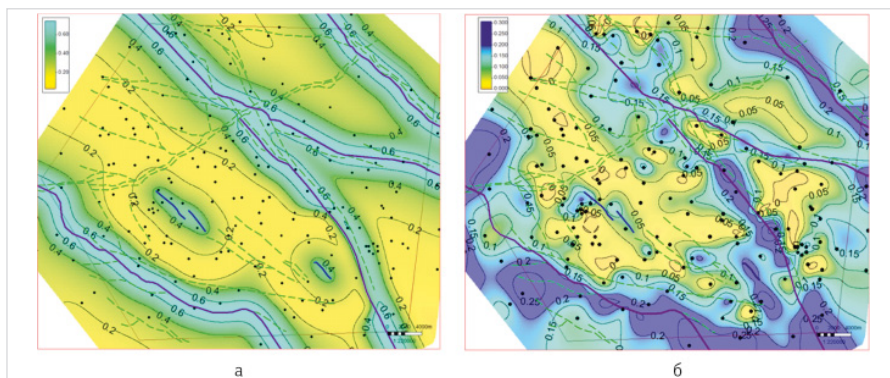


Рис. 15. а — трендовая карта степени засоления порового пространства, построенная по зависимости от расстояния до разломов; б — результирующий тренд коэффициента засоления с учетом скважинных данных

Fig. 15. а — trend map of the salinization fraction of the pore space built by distance to faults function б — resulting salinization coefficient trend taking into well data

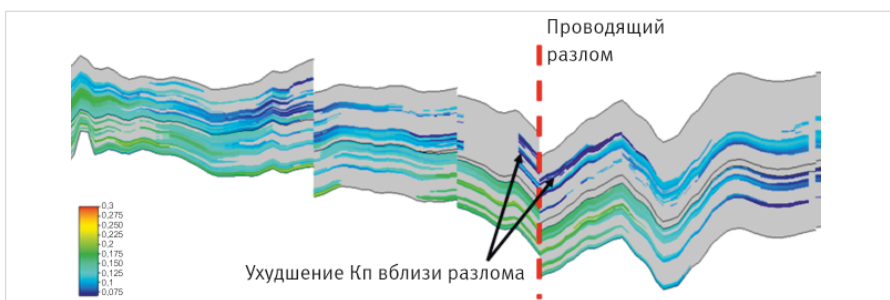


Рис. 16. Разрезы по кубу пористости

Fig. 16. Section through porosity cube

По результатам проведенной работы для локализации песчаных тел по разрезу на первом этапе осуществлялось построение куба фаций. Размеры песчаных тел задавались исходя из данных, полученных при седиментологическом описании керна. Также основной задачей было соблюсти логику изменения фациальных рядов как по вертикали, так и по площади.

На втором этапе внутри выделенных фаций осуществлялось распределение первичных коллекторов.

На третьем этапе внутри первичного коллектора осуществлялось распределение дискретных засоленных разностей коллектора, выделенных по данным ГИС. При распространении засоленных разностей использованы результаты прогноза по данным интерпретации сейсморазведочных работ (СРР). Также в тренде учтены результаты полученной концепции распространения солей.

На завершающей стадии внутри результирующего объема коллекторов распределены сульфатизированные разности, выделенные по керну. Распределение сульфатизированных пропластков по площади осуществлялось с учетом концепции распространения сульфатов по площади месторождения. Также в итоговый куб литологии встроены дайки и зоны линейной глинизации пласта В10 [9]. Эти геологические тела выделяются по данным СРР и подтверждаются результатами бурения скважин.

На следующем этапе осуществлялось распределение ФЕС внутри итогового коллектора. Стоит отметить, что распространение коэффициента засоления осуществлялось в пределах всего первичного коллектора. Для распространения данного параметра впервые построен тренд по зависимости уменьшения коэффициента засоления от расстояния до разлома (рис. 15).

Куб коэффициента пористости строился следующим образом. В качестве тренда использовался обратный куб, рассчитанный от коэффициента засоления, что обеспечило наилучшую связь между этими параметрами. В итоговой модели реализовано ухудшение коэффициента пористости вблизи разломов, проводящих высокоминерализованные рассолы (рис. 16). По результатам построения куба пористости рассчитаны кубы коэффициента проницаемости и водонасыщенности согласно вышеприведенным актуализированным формулам.

Таким образом, построена итоговая геологическая модель. В целом отмечается прирост начальных геологических запасов (НГЗ) относительно текущей авторской геологической модели (ГМ) на 8,2%. Основной прирост отмечается за счет прироста запасов в неразбуренных частях, т.к. ранее картирование зон засоления осуществлялось как $\frac{1}{2}$ расстояния между скважинами. В новой геологической модели для этих целей используются актуализированные тренды.

Итоги

По результатам работы проведена ревизия керна материала ВЧНГКМ, актуализирована общая концепция условий осадконакопления и общая концепция засоления пород в пределах данного месторождения. Проведена актуализация геологической модели как инструмента для планирования скважин эксплуатационного бурения. В целом в обновленной геологической модели улучшен контроль за зонами распространения песчаных тел в межскважинном пространстве. За

первые полгода реализации подходов отмечается высокая подтверждаемость прогноза свойств данными сейсмоки.

Выводы

Новый подход к оценке площадного распределения вторичных цементов в пластах V10-13 Верхнечонского месторождения, основанный на оценке расстояния прогнозной точки от проводящего разлома, открывает новые возможности прогноза коэффициента продуктивности скважин.

В результате геологическая модель объекта, построенная на основе мультидисциплинарного подхода, становится эффективным инструментом снижения рисков эксплуатационного бурения.

Данные подходы рекомендуется транслировать на терригенные и карбонатные пласты Восточной Сибири, а также на объекты-аналоги, где развито распространение вторичных цементов.

Литература

1. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П., Вожов В.И. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1981. 510 с.
2. Шемин Г.Г., Верниковский В.А., Смирнов М.Ю., Вахромеев А.Н., Филлимонова И.В., Моисев С.А., Мигурский А.В. Тектонические, литолого-фациальные, геохимические условия образования и количественная оценка перспектив нефтегазоносности Ереминско-Чонского гигантского скопления нефти и газа (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. 2019. Т. 60. № 12. С. 1728–1753.
3. Гурова Т.И., Чернова Л.С., Богданова В.Н. и др. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1988. 254 с.
4. Вожов В.И., Чернова Л.С. Вторичное минералообразование в венд-нижнекембрийских отложениях Непско-Ботубинской антеклизы // Геология нефти и газа. 1999. № 11–12. С. 41–48.
5. Мельников Н.В., Шемин Г.Г., Стариков Л.Е. Прогноз зон нефтегазоаккумуляции в подсолевых карбонатных отложениях центральных районов Лено-Тунгусской провинции // Прогноз зон нефтегазоаккумуляции и локал. объектов на Сиб. платформе. Л.: 1988, С. 5–15.
6. Мельников Н.В. Венд-кембрийский солеродный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Новосибирск: СНИИГИМС, 2018. 177 с.
7. Воробьев В.С., Чеканов И.В., Клиновая Я.С. Модель распространения терригенных коллекторов и засоленных песчано-гравелитистых отложений в пределах месторождений центральной части Непского свода // Геология нефти и газа. 2017. № 3. С. 47–60.
8. Леванов А.Н., Игнатьев Н.А., Остяков Е.С., Виноградов И.А., Бусуек Е.С., Черепкова А.А., Яценко С.А., Семенов А.А., Нестеров П.В., Мусин Р.А., Долгов И.А., Комаров А.Г., Чиргун А.С. Вызовы при разработке засоленных терригенных коллекторов крупного месторождения Восточной Сибири // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, Москва, 15–17 октября 2018. SPE-191570-18RPTC-MS.
9. Зверев К.В., Лебедев М.В., Хохлов Г.А. Принципиальная фациально-стратиграфическая модель терригенных отложений венда Верхнечонского месторождения (Сибирская платформа) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 9. С. 31–42.
10. Fielding C.R., Crane R.C. An application of statistical modeling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences. Special Publications of SEPM, 1987, P. 321–327. (In Eng).
11. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недра, 1989. 259 с.
12. Анфищев А.С. Причины засоления коллекторов нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Доклады академии наук, 2000. Т. 370. № 1. С. 80–82.
13. Воробьев В.С., Жуковская Е.А., Мухидинов М.В. Учет эффекта засоления пород-коллекторов пластов V10, V13 Непской свиты для повышения эффективности поисково-разведочного бурения на Игнялинском, Тымпучиканском и Вакунайском лицензионных участках (Восточная Сибирь) // Геология нефти и газа. 2017. № 6. С. 49–57.
14. Виноградов И.А., Загоровский А.А., Богачев К.Ю., Милютин С.В., Горбатко Е.А., Долгов И.А. Лабораторное и численное исследования процесса рассоления засоленных терригенных коллекторов // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, Москва, 26–28 октября. 2015. SPE-176630-RU.
15. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. Петерилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». 2003. 156 с.
16. Янкова Н.В. Некоторые аспекты образования засоленных коллекторов Верхнечонского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2010. № 2. С. 21–23.
17. Шаповалов М.Ю. Особенности инверсионных преобразований сейсмических данных в условиях Сибирской платформы (на примере Верхнечонского месторождения) // Технологии сейсморазведки. 2013. № 3. С. 21–27.
18. Гордеев Я.И., Хохлов Г.А., Лебедев М.В., Зверев К.М., Иванюк В.В., Шаповалов М.Ю., Потысьев В.С. Результаты прогноза фильтрационно-емкостных свойств продуктивного горизонта В4 Верхнечонского месторождения по данным фациального анализа и инверсии сейсмических данных 3D // ТНК-ВР Новатор. 2011. № 43. С. 34–38.

ENGLISH

Results

As a result of the revision of the work the estimation of core data of The Verkhnechonskoye field has been carried out, general sedimentation concept and general salinization concept have been updated. For the first time a seismic properties prediction has been completed.

3D geological model has been updated as a tool for product well drilling planning. In general, control over sandstones distribution between wells has been improved. For the half a year of the implementation of new approaches, high seismic prediction confirmability is recorded.

References

1. Anciferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P., Vozhov V.I. et al. Oil and gas geology of the Siberian platform. Moscow: Nedra, 1981, 552 p. (In Russ).
2. Shemin G.G., Vernikovskiy V.A., Filimonova I.V., Moiseev S.A., Smirnov M.Y., Migurskii A.V., Vakhromeev A.G. Tectonic, lithofacies, and geochemical formation conditions and quantitative estimation of the petroleum potential of the giant erema-chona oil and gas accumulation (Siberian platform). Russian Geology and Geophysics, 2019, Vol. 60, issue 12, P. 1728–1752. (In Russ).
3. Gurova T.I., Chernova L.S., Bogdanova V.N. et al. Lithology and formation conditions of oil and gas reservoirs of the Siberian platform. Moscow: Nedra, 1988, 254 p. (In Russ).
4. Vozhov V.I., Chernova L.S. Secondary mineral formation process in Vendian-Lower Cambrian deposits of Nepsko-Botuobinsky antecline. Oil and Gas Geology, 1999, issue 11–12, P. 41–48. (In Russ).
5. Melnikov N.V., Shemin G.G., Starikov L.E. Forecast of oil and gas accumulation zones in subsalt carbonate deposits of the central regions of the Lena-Tunguskaya province. Forecast of oil and gas accumulation zones and local objects on the Sib platform. Leningrad: 1988, P. 5–15. (In Russ).
6. Melnikov N.V. Vendian-Cambrian Salt Basin of the Siberian Platform (Stratigraphy, History of Development). Novosibirsk: SNIIGiMS, 2018, 177 p. (In Russ).

7. Vorobyov V.S., Chekanov I.V., Klinovaya Ya.S. Model of distribution of terrigenous reservoirs and saline sandy-gravelly deposits within the deposits of the central part of the Nepa arch. Oil and gas geology, 2017, issue 3, P. 47–60. (In Russ).
8. Levanov A.N., Ignatyev N.A., Ostyakov E.S., Vinogradov I.A., Busuek E.S., Cherepkova A.A., Yaschenko S.A., Semenov A.A., Nesterov P.A., Musin R.A., Dolgov I.A., Komarov A.G., Chirgun A.S. Challenges in the development of saline terrigenous reservoirs of Eastern Siberia field. SPE Russian Petroleum Technology Conference October 15–17, 2018, Moscow, SPE-191570-18RPTC-MS. (In Russ).
9. Zverev K.V., Lebedev M.V., Khokhlov G.A. Principal facies-stratigraphic model of vendian terrigenous deposits of Verkhnechonsky field (Siberian platform). Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2012, issue 9, P. 31–42. (In Russ).
10. Fielding C.R., Crane R.C. An application of statistical modeling to the prediction of hydrocarbon recovery factors in fluvial reservoir sequences. Special Publications of SEPM, 1987, P. 321–327. (In Eng).
11. Sakhilgareev R.S. Secondary changes in reservoirs during the formation and destruction of oil deposits. Leningrad: Nedra, 1989, 259 p. (In Russ).
12. Anciferov A.S. Causes of oil and gas reservoir salinization in the Lena-Tunguska petroliferous province. Science Academy Reports, 2000, Vol. 370, issue 1, P. 80–82. (In Russ).
13. Vorobyev V.S., Zhukovskaya E.A., Mukhitdinov M.V. Consideration of the salinization effect of reservoir rocks layers B10, B13 of the Nepa formation in order to improve the exploration drilling efficiency at the Ignyalinskiy, Tympuchikanskiy and Vakunayskiy license areas (Eastern Siberia). Oil and Gas Geology, 2017, issue 6, P. 49–57. (In Russ).
14. Vinogradov I.A., Zagorovskiy A.A., Bogachev K.Yu., Milyutin S.V., Gorbatko E.A., Dolgov I.A. Laboratory and numerical study of the dissolution process of salinization clastic reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 26–28, 2015, Moscow, SPE-176630-MS. (In Russ).
15. Methodical recommendations for oil and gas geological reserves estimation by the volumeweighted method edited by Petersile V.I., Poroskyn V.I., Yacenko G.G. Moscow-Tver: VNIGNI, NPC “Tvergeophysica”, 2003, 156 p. (In Russ).
16. Yankova N.V. Some aspects of formation of saline reservoirs of Verkhnechonskoye field. Oil industry, 2010, issue 3, P. 21–23. (In Russ).
17. Shapovalov M.Yu. Features of seismic inversion for reservoirs in the Siberian Craton: a case study of the upper Chona field. Seismic Technology, 2013, issue 3, P. 21–27. (In Russ).
18. Gordeev Ya.I., Khokhlov G.A., Lebedev M.V., Zverev K.M., Ivanyuk V.V., Shapovalov M.Yu., Potysiev V.S. Results of the reservoir properties of the horizon Vch Verkhnechonskoye field prediction based on facies analysis and seismic inversion 3D data. TNK-VR Novator, 2011, issue 43, P. 34–38. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Черепкова Анна Алексеевна, менеджер отдела моделирования и разработки месторождений ВЧНГ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aa_cherepkova3@tnnc.rosneft.ru

Бусуек Елена Сергеевна, главный специалист отдела моделирования и разработки месторождений ВЧНГ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Кураш Татьяна Петровна, менеджер отдела моделирования и разработки месторождений ВЧНГ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Наклеевская Карина Анатольевна, ведущий специалист отдела моделирования и разработки месторождений ВЧНГ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Леванов Андрей Николаевич, к.т.н., старший менеджер отдела моделирования и разработки месторождений ВЧНГ, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Неделько Ольга Валерьевна, заведующий лабораторией изучения карбонатных коллекторов отдела литолого-фациального и седиментологического изучения керн, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Мартынюк Евгения Васильевна, главный специалист лаборатории петрографических исследований отдела минералогических и петрографических исследований, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Локшин Денис Александрович, начальник отдела геолого-гидродинамического моделирования, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Ахмадишин Алишер Тагирович, начальник управления геологического сопровождения бурения скважин, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Cherepkova Anna Alekseevna, manager of the modeling and development department of the VCNG’s field, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aa_cherepkova3@tnnc.rosneft.ru

Busuek Elena Sergeevna, chief specialist of the modeling and development department of the VCNG’s field, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Kurash Tatyana Petrovna, manager of the modeling and development department of the VCNG’s field, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Nakleevskaya Karina Anatolyevna, leading specialist of the modeling and development department of the VCNG’s field, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Levanov Andrey Nikolaevich, ph.d. of engineering sciences, senior manager of the modeling and development department of the VCNG’s field, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Nedelko Olga Valeryevna, head of the laboratory for the study of carbonate reservoirs of the department of lithological-facies and sedimentological core study, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Martynuk Evgenia Vasilevna, chief specialist of the petrographic research laboratory of the department of mineralogical and petrographic research, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Lokshin Denis Aleksandrovich, head of the department of geological and hydrodynamic modeling, “Verkhnechonskneftegas” JSC, Irkutsk, Russia

Akhmadishin Alisher Tagirovich, head of the department of geological support of well drilling, “Verkhnechonskneftegas” JSC, Irkutsk, Russia