

Комплексный подход к изучению ачимовских отложений в пределах Южно-Тамбейского месторождения (Западная Сибирь)

А.В. Чернов^{1*}, А.Г. Кошечев¹, Е.А. Потапова¹, А.Ю. Смирнов¹, А.А. Пашинский², А.А. Рассказов²

¹ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

²ОАО «Ямал СПГ», Москва, Россия

С целью уточнения строения перспективных на нефть и газ объектов на Южно-Тамбейском месторождении (Западная Сибирь) разработан комплексный подход к изучению ачимовских отложений. Этаж нефтегазоносности включает в себя пласты от ПК1 до Ю9 на глубинах от 1000 до 4000 метров. Несмотря на пятидесятилетнюю историю бурения скважин на участке, ачимовские объекты на настоящий момент крайне мало изучены на территории исследования и при этом могут иметь значительный потенциал для разработки. Целью данной работы являлось уточнение геологического строения ачимовских отложений, что стало возможно благодаря получению новых геологоразведочных данных при изучении юрского комплекса, залегающего ниже. Выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3D с применением современной полноазимутальной системы наблюдения, а также начато активное бурение разведочных скважин на юрские отложения в склоновых частях основных структур. Задачами исследования являлись интерпретация сейсмического куба 3D, охватывающего большую часть площади участка, сейсмогеологическая увязка данных ачимовского интервала месторождения с соседними площадями, в том числе по методу секвенс-стратиграфии, учет результатов бурения скважин опытно-промышленной разработки юрского комплекса и транзитного фонда поисково-разведочных скважин, а также включение результатов петрофизической модели в первом приближении для интервала ачимовских пластов Южно-Тамбейского месторождения. Результаты полноазимутальной сейсморазведки МОГТ 3D позволили получить надежные корреляционные связи между скважинными данными и данными сейсморазведки, в том числе выполнить анализ AVO атрибутов (Amplitude Variation with Offset – изменение амплитуды отраженной волны в зависимости от удаления источник – приемник). На основе секвенс-стратиграфического анализа, уточнена стратификация разреза, выполнена увязка с соседними территориями, создана концептуальная модель клиноформного комплекса. Для каждого из пластов определены системные тракты в составе секвенсов, сделаны выводы о связи условий образования с геометрией объектов и фильтрационно-емкостными свойствами.

Ключевые слова: ачимовские отложения, секвенс-стратиграфия, клиноформный комплекс, AVO-атрибуты

Для цитирования: Чернов А.В., Кошечев А.Г., Потапова Е.А., Смирнов А.Ю., Пашинский А.А., Рассказов А.А. (2023). Комплексный подход к изучению ачимовских отложений в пределах Южно-Тамбейского месторождения (Западная Сибирь). *Георесурсы*, 25(3), с. 40–48. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.6>

Введение

Южно-Тамбейское месторождение, где этаж нефтегазоносности включает в себя пласты от ПК1 до Ю9 на глубинах от 1000 до 4000 метров, очень хорошо изучен бурением. Тем не менее, ачимовские объекты здесь на настоящий момент изучены крайне мало, но при этом могут иметь значительный потенциал для разработки. С учетом данных новых разведочных скважин, которые пробурены на юрские отложения в склоновых частях основных структур, удалось установить признаки нефтегазоносности ачимовских отложений, что повышает актуальность построения достоверных геологических моделей этого интервала.

Ачимовский клиноформный комплекс относится к раннемеловым отложениям и характеризуется сложным

геологическим строением. Комплекс представляет собой разновозрастную толщу, распространенную у подножья склонов шельфовых террас, сложенную песчаниками и алевролитами, имеющими турбидитную природу осадконакопления (Гурари, 2003). Отложения представлены песчано-алевритовым составом и имеют линзовидное строение ловушек, среди которых доминируют литологические. Ачимовские отложения являются одной из составных частей клиноформ – термина, объединяющего в своем составе три различные обстановки осадконакопления: шельфовые отложение (ундаформа), склон (ортоформа) и подножие шельфового склона (фондоформа, или ачимовские отложения). Все три обстановки образуют единую систему седиментации, в связи с чем ачимовские отложения существенно зависят от величины поступления и типа сортировки кластического материала на шельфе, от удаленности источника сноса, а также от

* Ответственный автор: Андрей Владимирович Чернов
e-mail: Andrey.Chernov@novatek.ru

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

* Материалы настоящей статьи были представлены в виде доклада на конференции «Перспективы нефтегазоносности ачимовского и юрского комплексов севера Западно-Сибирской НТЦ» в г. Тюмень, 23–24 мая 2023 г.

угла наклона и протяженности шельфового палеосклона. Последний может определить скорость седиментации, от которой может зависеть форма конуса выноса. Таким образом перспективные на нефть и газ объекты ачимовских отложений имеют высокую сложность стратификации и картирования, их первичное осадконакопление не связано со структурным фактором, объекты в разрезе имеют линзовидное строение.

Ачимовский комплекс характеризуется невысокой степенью изученности вследствие сложности геологического строения и отсутствия приуроченности к антиклинальным объектам: в пределах Южно-Тамбейского месторождения отложения залегают на больших глубинах (свыше 3 километров) и зачастую вскрыты лишь транзитным фондом скважин. Положение перспективных объектов может не совпадать с другими структурными объектами в разрезе, поэтому не все скважины в интервале ахской свиты вскрывают объекты с вероятной продуктивностью. Пространственное распространение коллекторов в интервале ачимовских отложений контролируется, преимущественно, литолого-фациальным фактором. Тем не менее, в пределах Ямальской нефтегазоносной провинции продуктивность ачимовских отложений доказана на ряде месторождений (по данным Государственного баланса запасов РФ, 2022), что позволяет предполагать продуктивность ачимовского комплекса и в пределах Южно-Тамбейского месторождения.

В литературе описываются различные методы и подходы к изучению ачимовских отложений и построения геологических моделей (Букатов и др., 2018; Пуланова, 2020; Корников и др., 2021; Конторович, 2020; Балдин и др., 2021). Все работы сводятся к тому, что необходимо выполнять прогноз наличия коллектора, т.к. ловушки в ачимовской толще связаны в основном с литологическим фактором.

Главная цель настоящего исследования заключается в уточнении геологической модели ачимовских отложений, выделении перспективных объектов и определении приоритета их изучения.

Для достижения цели поставлено несколько задач. В первую очередь, это интерпретация нового сейсмического куба сезона 2019–2021 гг., полученного с учетом современных требований к геологоразведочным данным. Новая съемка МОГТ 3D выполнена в модификации полноазимутальной системы наблюдения (кратность – 484, максимальное удаление 6180 м), что обеспечило кратное увеличение информативности отражений, особенно на глубинах больше 3000 м.

Для сравнения, первоначально в пределах участка исследования в период 2007–2008 гг. произведена узкоазимутальная съемка МОГТ 3D (кратность – 35, максимальное удаление 3450 м), в волновом поле которой фактически отсутствовала когерентная информация на больших углах падения (больших удалениях), необходимая для корректного AVO-анализа и получения качественных динамических атрибутов в интервале ачимовских и юрских отложений.

При интерпретации сейсмических материалов важной задачей также являлась сейсмогеологическая увязка данных ачимовского интервала месторождения с соседними площадями. Указанную задачу было решено

реализовать с использованием метода секвенс-стратиграфии (Catuneanu, 2009), используя результаты бурения скважин опытно-промышленной разработки юрского комплекса и транзитного фонда поисково-разведочных скважин.

Третьей задачей было выделение перспективных объектов, прогноз эффективных толщин и оценка перспективности выделенных объектов.

Впервые на текущем этапе изученности ачимовских отложений в пределах Южно-Тамбейского месторождения авторами разработан комплексный подход, который обеспечивает картирование перспективных объектов и разработку программы геологоразведочных работ на основе полученных результатов с выбором первоочередных объектов изучения.

Детальность существующей геологической модели ачимовских отложений была существенно дополнена: выполнен секвенс-стратиграфический анализ и уточнена стратификация разреза, увязана с региональными данными концептуальная модель месторождения. Новые данные позволили уточнить корреляцию и конфигурацию перспективных объектов и впервые выполнить их ранжирование с учетом возможной связи фильтрационно-емкостных свойств объектов с их принадлежностью генетическим типам системных трактов. Выделение объектов ачимовского интервала выполнялось на основе сводного куба МОГТ 3D, при использовании сейсмических атрибутов удалений дальних трасс. При сопоставлении результирующего атрибута со скважинными данными получены высокие коэффициенты корреляционных связей, которые позволили выполнить прогноз эффективных толщин в межскважинном пространстве при пересчете карт атрибутов. Предложенный подход может быть использован для расстановки скважин поисково-разведочного и эксплуатационного бурения.

Материалы и методы

Основой для изучения ачимовского комплекса Южно-Тамбейского месторождения послужила ранее выполненная региональная работа по оценке перспектив нефтегазоносности полуострова Ямал. Для построения региональной модели были учтены результаты бурения 18 скважин, вскрывших ачимовский комплекс в пределах месторождения и ближайшего окружения. Продуктивность ачимовского интервала не была подтверждена испытаниями, но в то же время по данным геолого-технологических исследований во время бурения (увеличение доли песчаника в шламе, повышенные газопоказания при бурении) косвенно подтверждалась перспективность вскрытых ачимовских пластов. Имеющиеся данные бурения были не представительны для количественного прогноза коллекторских свойств и оценки ресурсного потенциала, поэтому выделение перспективных объектов выполнялось главным образом на основе сейсморазведочных данных и данных месторождений-аналогов.

В рамках ранее выполненных работ по интерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3D, проведенной на изучаемой площади, перспективы ачимовского комплекса также не рассматривались – отсутствие материалов вертикального сейсмопрофилирования в ачимовском интервале не позволяло выполнить качественную сейсмостратиграфическую

привязку данных геофизических исследований скважин, построенные структурные карты пластов ачимовского комплекса имели локальное распространение, количественных связей динамических атрибутов и данных скважин установлено не было, перспективные ловушки были выделены по контурам динамических аномалий без подтверждения скважинными данными.

Концептуальная модель строения ачимовской толщи была основана на единых принципах формирования пластов коллекторов без привязки к положению уровня моря в момент накопления отложений. Предположения о перспективности объектов оценивались на основе визуального анализа волнового поля, размеров объектов, а также степени выраженности сейсмических аномалий.

Ключевым фактором уточнения геологического строения ачимовского комплекса стало начало изучения залегающего ниже юрского комплекса – выполнение сейсморазведочных работ МОГТ 3D с использованием современной полноазимутальной системы наблюдения, а также начало активного разведочного бурения на юрские отложения. В нескольких скважинах в ачимовском интервале были заранее спланированы и отобраны керн и глубинные пробы пластового флюида, по их данным установлена нефтегазоносность. Результаты полноазимутальной сейсморазведки МОГТ 3D позволили получить надежные корреляционные связи между скважинными данными и данными сейсморазведки, в том числе выполнить анализ AVO атрибутов (Amplitude Variation with Offset – изменение амплитуды отраженной волны в зависимости от удаления источник – приемник).

В связи с существенным увеличением исходных данных был предложен комплексный подход к изучению ачимовских отложений:

1. Корреляция отражающих горизонтов по новому кубу данных сейсморазведочных работ с использованием секвенс-стратиграфического подхода. Метод секвенс-стратиграфии является одним из наиболее точных методов

восстановления геологической истории формирования отложений с использованием теоретических принципов седиментации. Метод широко используется другими исследователями при моделировании клиноформных отложений и подробно описан в литературе (Лебедев, 2018; Потапова, 2018; Жемчугова и др., 2021; Храмова и др., 2022; Игошкин и др., 2022).

2. Динамический анализ сейсмических данных в интервалах стратифицированных подразделений с использованием данных скважин. Анализ включал следующие этапы:

– качественный анализ карт сейсмических атрибутов, спектральной декомпозиции, палеотолщин и палеорельефа в интервалах продуктивных пластов ачимовской толщи с выделением палеогеоморфологических границ клиноформных комплексов и зон развития коллекторов (песчаных тел);

– количественный анализ, который заключался в установлении связей параметра эффективной толщины целевого пласта с сейсмическими атрибутами и завершился выбором наиболее результативного атрибута для итоговой геометризации объектов;

3. Определение граничных значений отсечки атрибута для выбора площади полигонов объектов при многовариантной оценке ресурсов в нескольких сценариях;

4. Выполнение ранжирования объектов по степени перспективности с учетом принадлежности к системному тракту на основе установленных закономерностей предыдущими исследованиями (Потапова, 2023).

Результаты

На первом этапе на основе данных сейсморазведки с учетом соседних лицензионных участков, была составлена модель отложений с нанесенными границами секвенсов и системных трактов на волновое поле временного разреза. С учетом принципов секвенс-стратиграфии выполнена корреляция отражающих горизонтов (рис. 1).

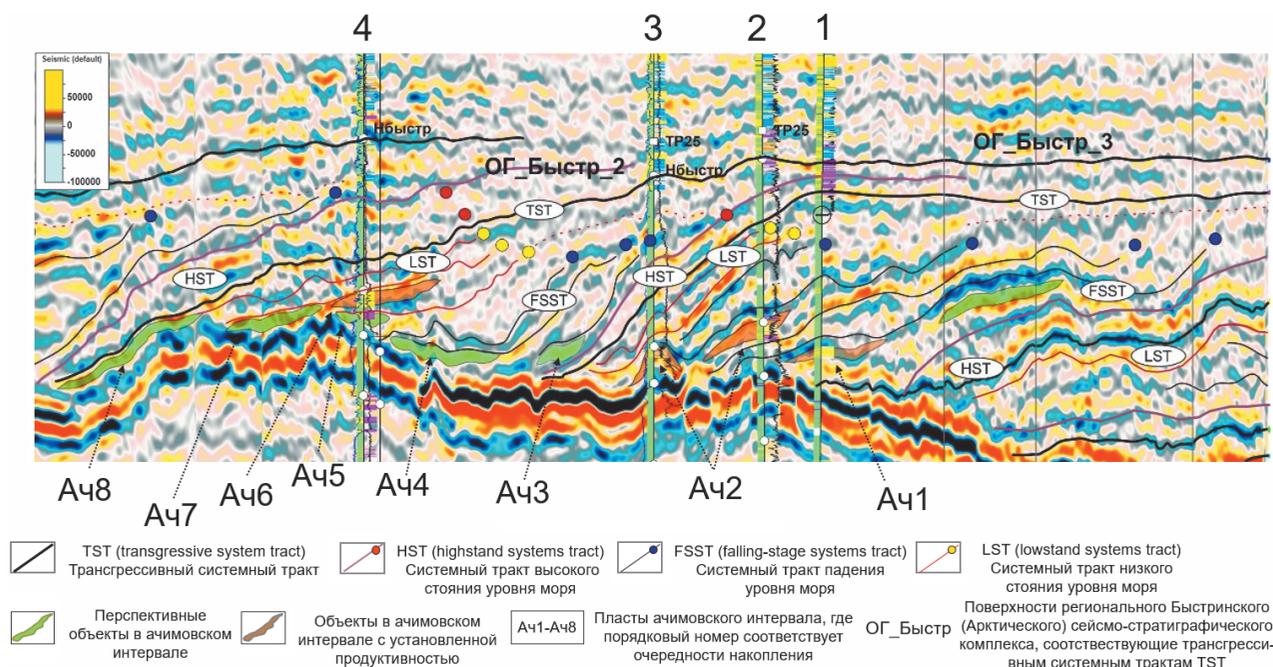


Рис. 1. Фрагмент временного разреза с нанесением данных интерпретации секвенс-стратиграфического анализа и материалов скважин

Согласно теоретической модели формирования секвенса (Лебедев, 2018; Потапова, 2018), на разрезах последовательно выделены основные морфологические особенности системных трактов: точки перегиба склона, направление выклинивания осей синфазности, границы «срезания» отражения (поверхности субаэральных несогласий), поверхности региональных пачек глин. На основе выделенных особенностей прослежены отражающие горизонты (ОГ), которые не противоречат модели секвенса и фиксируют поверхности системных трактов: TST (Transgressive system tract) – трансгрессивный системный тракт, HST (Highstand systems tract) – системный тракт высокого стояния уровня моря, FSST (Falling-stage systems tract) – системный тракт падения уровня моря, LST (Lowstand systems tract) – системный тракт низкого стояния уровня моря.

Для системного тракта TST характерно устойчивое отражение, перекрывающее клин клиноформы (черные линии на разрезе – быстринские пачки глин). В Западной Сибири региональные пачки глин, описанные в стратиграфических схемах, сопоставляются с этим системным трактом. Поэтому очень удобно использовать генетический тип последовательности (Catuneanu, 2009; Потапова, 2018) для описания строения секвенса, где границами системы являются системные тракты TST.

Тракт HST формируется в условиях высокого стояния уровня моря. Для него характерна аградационно-проградационная последовательность осадконакопления в шельфовой части (красные точки на разрезе) и минимальные мощности в глубоководной части (фиолетовые линии на разрезе). Отражающий горизонт, огибающий системный тракт, может быть практически параллелен отражающему горизонту трансгрессивного тракта, при этом, как правило, отмечается раздвиг мощностей в шельфовых отложениях.

Тракт FSST связан с резким падением уровня моря и началом сформированной регрессии. В шельфе характерно срезание своей синфазности, бровки шельфа невыраженные, продвигаются в сторону моря (синие точки на разрезе). В глубоководной части наблюдаются раздувы мощности, связанные с конусами выноса. Гравитационные потоки формируют мощные отложения у подножия склона. Главная особенность этих отложений – последовательное осадконакопление в глубоководной части со смещением депоцентров в сторону моря (черные ОГ на разрезе соответствуют пластам Ач1, Ач2 одного секвенса и Ач3, Ач4 второго секвенса).

Системный тракт LST завершает цикл осадконакопления низким стоянием уровня моря и постепенным заполнением бассейна седиментации осадками. Характерно смещение бровки шельфа без наращивания мощности

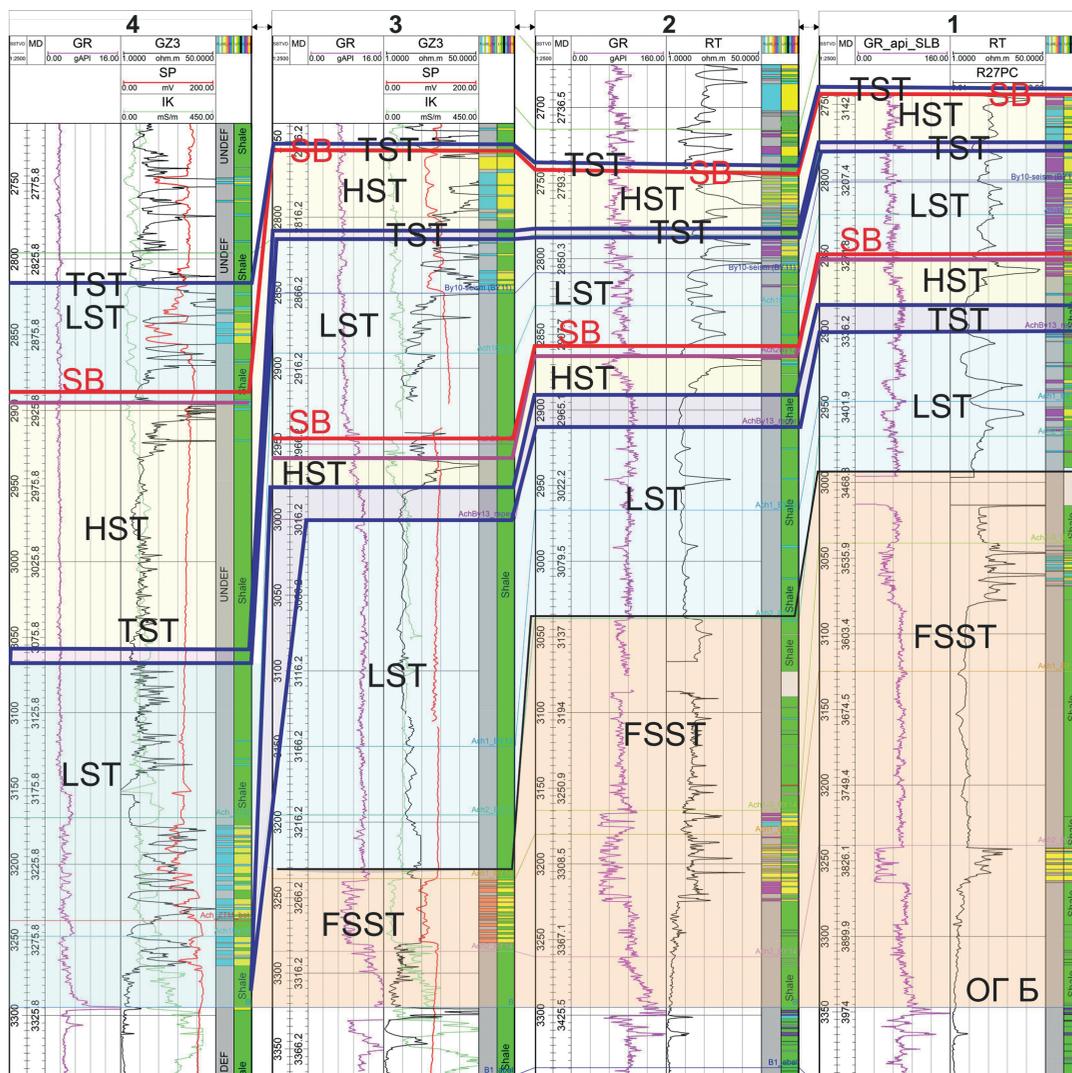


Рис. 2. Фрагмент схемы корреляции с указанием разбивок системных трактов в скважинах по линии временного разреза

отложений (желтые точки на разрезе). Ачимовская толща может формироваться без проградации, характерны извилистые каналы транспортировки материала в глубоководную часть, за счет высокого базиса эрозии и малых углов наклона склоновой части во время формирования отложений (пласты Ач5–Ач8 быстринского 3 секвенса). В связи с тем, что модель секвенса является четко упорядоченной системой, сопоставление одного отражения этой модели с одним пластом позволяет все свойства системного тракта переносить на модель пласта. На рис. 2 приводится схема корреляции с указанием разбивок системных трактов в скважинах, подтверждающая согласованность секвенс-стратиграфической модели со скважинными данными.

Ранее в 2013 году была выполнена работа по интерпретации имеющихся данных МОГТ 3D с целью уточнения ачимовского интервала разреза в пределах Южно-Тамбейского месторождения организацией, выходящей за периметр компании ПАО «НОВАТЭК». По тем результатам пласты индексировались иначе, отсутствовал логический переход к более древним клиноформам далее на восток, пласты выпадали из разреза и не были увязаны с утвержденными стратиграфическими схемами (рис. 3). На схеме приводится сопоставление корреляции пластов ачимовского интервала в пределах месторождения, в верхней части – материалы 2013 года, в нижней части – результаты настоящих исследований. В результате использования секвенс-стратиграфической модели разрез приведен в соответствие с действующей региональной

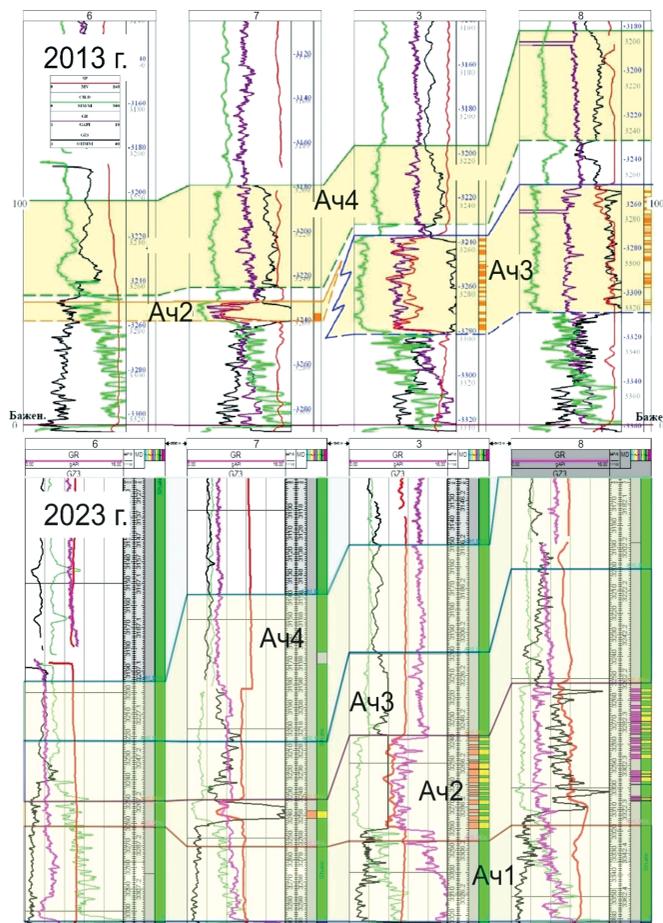


Рис. 3. Сопоставление скважинной корреляции пластов ачимовского интервала в пределах месторождения по данным 2013 года и результатам настоящих исследований

системой стратификации (Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания, 2004).

На втором этапе, согласно предложенному комплексному подходу, выполнен динамический анализ сейсмических данных в интервалах выделенных стратиграфических подразделений (пластов). Проанализирован широкий набор сейсмических атрибутов по кубам: с восстановленным соотношением амплитуд (BCA), AVO Fluidfactor, Variance и частично-кратных сумм (равных удалений). Наиболее устойчивые связи свойств ачимовских пластов установлены с атрибутами кубов дальних удалений (в частности, с RMS-амплитудами куба удалений в диапазоне 3375–4225 м). На рисунке 4 показан график для одной группы ачимовских отложений системного тракта FSST пластов Ач1 и Ач2 со значениями корреляции параметра доли эффективной толщины в скважинах со значениями атрибута в точках скважин. На этом же графике четко определяется граница картирования конуса выноса по изолинии атрибута, которая использована для геометризации объекта на площади (рис. 5).

На основе рис. 4 также была получена прямая зависимость эффективной толщины от значений атрибута в точках скважин, при использовании которой с учетом результирующего атрибута появилась возможность прогноза эффективных толщин с большей точностью в межскважинном пространстве для отложений аналогичного генезиса. По всем объектам одной группы (системного тракта) с помощью полученных единых трендов были рассчитаны прогнозные карты эффективных толщин. Такой прогноз выполнен впервые и использован для дальнейшей оценки объема коллектора.

Использование в работе куба амплитуд дальних удалений CPP 3D при картировании объектов в ачимовском интервале позволило существенно уточнить конфигурацию ловушек в плане. Газонасыщенный коллектор пластов в сейсмическом волновом поле характеризуется значительным ростом амплитуд отражения с увеличением удаления. Характерный индикатор наличия аномалии – высокоамплитудный импульс в виде яркого отрицательного экстремума, сменяемого ярким положительным («минимум–максимум») на разрезах дальних трасс. В плане динамическая аномалия уверенно локализуется

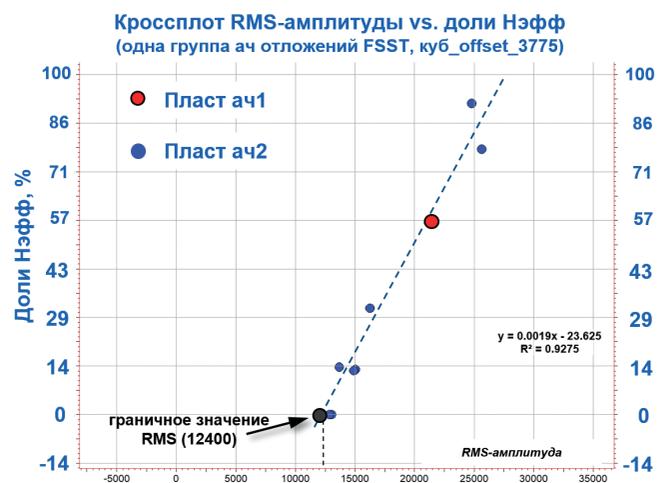


Рис. 4. График корреляции параметра доли эффективной толщины в скважинах со значениями атрибута в точках скважин для группы пластов Ач1, Ач2 системного тракта FSST

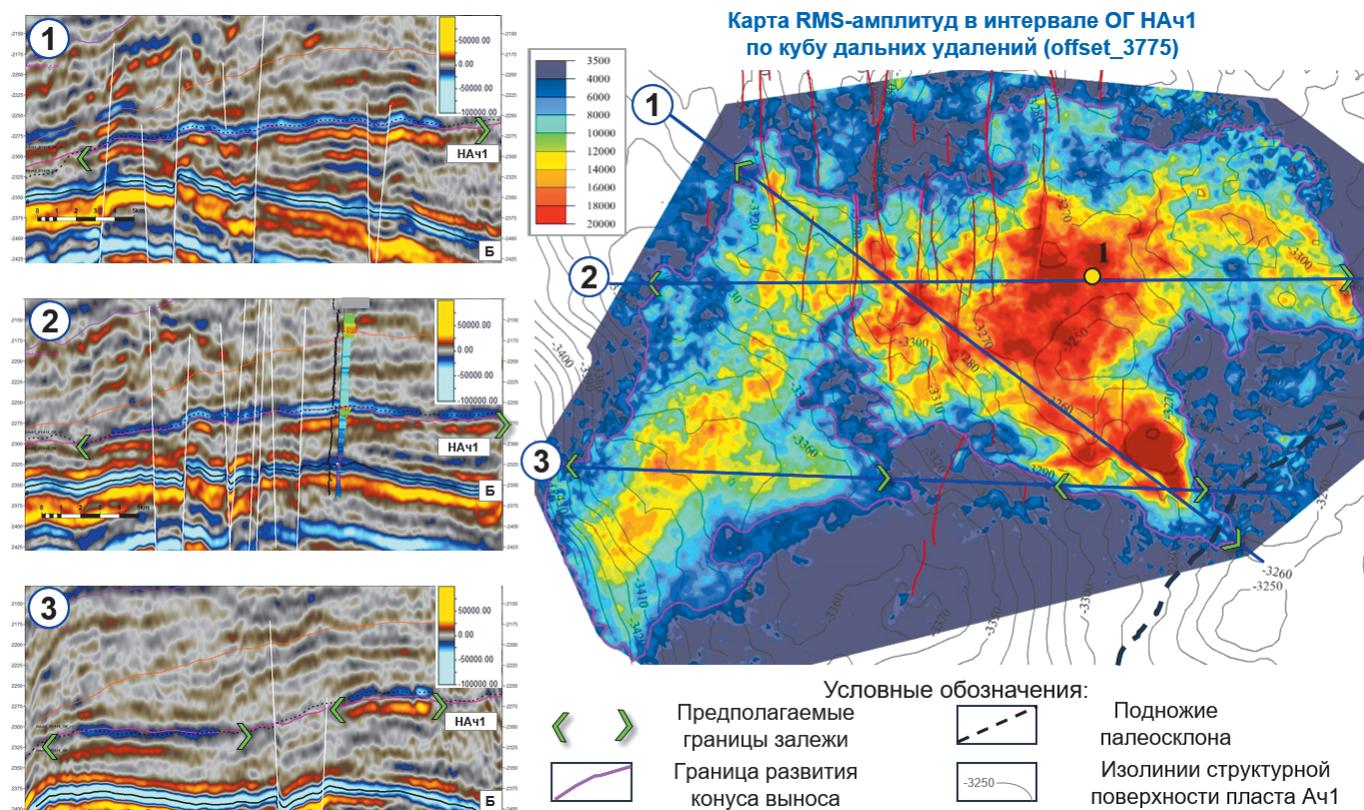


Рис. 5. Пример использования атрибута с куба дальних удалений при выделении объекта пласта Ач1 (объект выделен по граничному значению с графика)

в присклоновой части клиноформы и имеет геологическую форму конуса выноса (рис. 5).

Добиться детализации контуров объектов по сравнению с 2013 годом помогли также более детальная корреляция ОГ, расчет и подбор атрибута для прогноза в более узких окнах.

На заключительном этапе анализа выделенных объектов была выполнена оценка перспектив нефтегазоносности с учетом приуроченности к системным трактам. Ранее при анализе хорошо изученного месторождения-аналога на фактических данных была установлена связь между фильтрационно-емкостными свойствами ачимовских перспективных объектов и системными трактами, в которых сформировались объекты (Потапова, 2018). Наиболее перспективными, согласно этим исследованиям, являются пласты системного тракта форсированной регрессии, где параметры фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) закономерно выше аналогичных конусов выноса, сформированных в других системных трактах.

Согласно выполненной корреляции по принципам секвенс-стратиграфии выделено 8 перспективных ачимовских пласта (рис. 2):

- Ач1, Ач2, Ач3, Ач4 относятся к системным трактам форсированной регрессии, в отложениях такого типа ожидаются самые высокие значения ФЕС, согласно методике, описанной ранее;

- Ач5, Ач6, Ач7, Ач8 сформированы в системном тракте низкого стояния уровня моря, имеют второй приоритет изучения, т.к. ФЕС пластов могут быть несколько хуже из-за особенностей осадконакопления.

Для верификации теоретических представлений о формировании отложений выполнен анализ ФЕС по данным скважин, вскрывающих на территории месторождения ачимовскую толщу. В таблице 1 приведена информация о количестве скважин и точек исследования керна. Для удобства анализа пласты одинакового генезиса объединены в одну группу.

В пределах Южно-Тамбейского месторождения в ачимовском интервале определения ФЕС по керну выполнены в двух скважинах, при этом в последней из них лабораторные исследования образцов находятся в работе. По причине того, что большая часть скважин, вскрывших ачимовские отложения, транзитные, охарактеризованность керном интервала крайне низкая. Некоторые перспективные объекты (пласты Ач6–Ач8) выходят за пределы полигона месторождения и относятся к системному тракту LST, вскрыты скважинами на соседней площади, данных о наличии определений ФЕС по керну в них нет, данные о пористости по этому месторождению есть только те, что зафиксированы на Государственном балансе. Определения ФЕС по керну в пределах Южно-Тамбейского участка выполнены

Пласт	Количество скважин	Количество точек керна	K_n по данным ГИС
Ач1, Ач2, Ач3, Ач4	11	364* (в 2х скв.), $K_{n,ср} = 0,152$	0,15
Ач5, Ач6, Ач7, Ач8	6	Нет данных (соседнее МР)	0,15

Табл. 1. Объем фактических данных по скважинам. K_n – коэффициент пористости, $K_{n,ср}$ – средний коэффициент пористости, МР – месторождение

в объеме пластов, относящихся к системному тракту FSST, и только в двух скважинах, выборка очень скудная и не представительная, поэтому выполнить сравнительное сопоставление ФЕС по фактическим данным не представляется возможным. Для выбора приоритетов изучения ачимовских объектов необходимо учитывать теоретические представления о качестве коллектора в системных трактах, которые детально описаны в работах Потаповой Е.А. (к примеру (Потапова, 2018) и др.), а также в англоязычных источниках (Catuneanu, 2009). В данном случае приоритет изучения при прочих равных условиях должен быть отдан пластам, сформированным в системном тракте FSST; вторые по значимости объекты, согласно теории, формируются в системном тракте LST; наиболее заглинизированные отложения глубоководной части характерны для системного тракта HST.

Заключение

В интервале ачимовских отложений выполнен секвенс-стратиграфический анализ. Его результаты позволили выполнить детализацию стратификации разреза, вписать концептуальную модель ачимовской толщи в существующую региональную модель, уточнить корреляцию и геометрию перспективных объектов, по которым расставить приоритеты по возможным прогнозным фильтрационно-емкостным свойствам ловушек, основываясь на принадлежности объектов к генетическим системным трактам. Все это в совокупности повышает детальность геологической модели в интервале ачимовских отложений.

Применение полноазимутальной сейсморазведки МОГТ 3D позволило существенно повысить сходимость сейсмического метода со скважинными данными. В частности, равномерное высокоплотное площадное распределение амплитуд на дальних удалениях позволило корректно закартировать область развития коллектора и получить прогнозные карты эффективных толщин при пересчете карт атрибутов с учетом скважинных данных (коэффициент корреляции $K_{кор} = 0,92$).

На графиках сопоставления эффективных толщин и параметра атрибута (рис. 4), которые анализировались комплексно для пластов единого генезиса, выделено граничное значение глинизации, которое позволило единообразно закартировать ловушки в разных пластах. Данный подход позволяет сравнивать перспективность объектов относительно друг друга, в том числе полученные объемы коллекторов по прогнозным картам эффективных толщин.

Впервые выполненный количественный прогноз эффективных толщин ачимовской толщи рекомендуется использовать для планирования программы геологоразведочных работ, а также расстановки эксплуатационного фонда скважин в дальнейшем с учетом оптимальной выработки пласта.

При последующем изучении отложений ачимовского комплекса рекомендуется проводить полный комплекс исследований керна, опробование пласта в открытом стволе для исследования проб флюидов с целью уточнения характера насыщения пластов и параметров углеводородов.

При получении существенного объема данных по скважинам предлагается провести анализ фильтрационно-емкостных свойств (K_n , $K_{пр}$) с целью подтверждения теоретических представлений о качестве коллектора в системных трактах. Эта информация позволит сделать выводы о применимости закономерностей, полученных ранее на клиноформах уренгойской группы пластов, для территории Южно-Тамбейского месторождения и территорий одновозрастных клиноформ севера Западной Сибири (быстринский (арктический) сейсмо-стратиграфический комплекс).

Повышение детальности модели ачимовской толщи позволит выполнить обоснование поисково-разведочного бурения.

Литература

- Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З., Низамутдинова И.Н. (2021). Стратиграфия юрско-меловых отложений на северо-востоке Западной Сибири по результатам секвенс-стратиграфического анализа. *Геофизик*, (3), с. 2–17.
- Букагов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г., Погребнюк С.А. (2018). Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования. *Rogtec magazine*, 9(2), с. 26–35.
- Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2022 года (2022). Выпуск 82. Газы горючие. Уральский Федеральный округ. Часть 2. Ямало-Ненецкий автономный округ. Москва: Росгеолфонд, 590 с.
- Гурари Ф.Г. (2003). Строеие и условия образования клиноформ неокосских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений). Новосибирск: СНИИГТнМС, 140 с.
- Жемчугова В.А., Рыбальченко В.В., Шарданова Т.А. (2021). Секвенс-стратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири. *Георесурсы*, 23(2), с. 179–191. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18>
- Игошкин С.В., Балдин В.А., Игошкин В.П. (2022). Региональная секвенс-стратиграфическая модель Западной Сибири – основа для ГРП зональных и локальных проектов, разработки месторождений УВ. *Геология и геофизика – 2022: наука, производство, инновации: Материалы II Междунар. научно-практ. конф.* Тверь, с. 166–170.
- Конторович В.А. (2020). Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокосских (берриас-нижнеаптских) отложений арктических регионов Западной Сибири и шельфа Карского моря. *Геология и геофизика*, 12(61), с. 1735–1755. <https://doi.org/10.15372/RGG2020154>
- Корников Р.О., Милей М.С., Басанаева Н.А. (2021). Фациальная моделирование ачимовских клиноформных отложений в условиях слабо дифференцированной картины на примере Соровского месторождения Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 7(355), с. 35–43. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-7\(355\)-35-43](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-7(355)-35-43)
- Лебедев М.В. (2018). Фациальные несогласия и фациальные серии в секвенс-стратиграфии. Известия высших учебных заведений. *Нефть и газ*, (132), с. 24–32. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-6-24-32>
- Потапова Е.А. (2018). Секвенс-стратиграфическая модель нижнемелового клиноформного комплекса в зоне сочленения Среднемессояхского вала с Большехетской впадиной и прогноз структурно-литологических ловушек: Дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень: ТИУ, 137 с.
- Пуанова С.А. (2020). Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири. *Экспозиция нефти газ*, 3(76), с. 10–13.
- Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. (2004). Новосибирск: СНИИГТнМС, 114 с.
- Храмцова А.В., Лебедев М.В., Васильев В.Е. и др. (2022). Секвенс-стратиграфическая модель как основа изучения фациальной структуры клиноформного неокома севера Западной Сибири. *В сб.: Эколит – 2022. Литология осадочных комплексов фанерозоя и докембрия*. Москва, с. 143–145.
- Catuneanu O., Abreu V., Bhattacharya J.P., Blum M.D., et al. (2009). Towards the standardization of sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 92(1–2), pp. 1–33. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2008.10.003>

Сведения об авторах

Андрей Владимирович Чернов – главный специалист, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53
e-mail: Andrey.Chernov@novatek.ru

Андрей Георгиевич Кошчев – главный специалист, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Елена Александровна Потапова – кандидат геол.-минерал. наук, старший эксперт, ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Артем Юрьевич Смирнов – начальник управления ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Россия, 625026, Тюмень, 50 лет ВЛКСМ, д. 53

Алексей Анатольевич Пашинский – главный геолог, ОАО «Ямал СПГ»
Россия, 117393, Москва, ул. Академика Пилюгина, д. 22

Анатолий Александрович Рассказов – Заместитель начальника управления, ОАО «Ямал СПГ»
Россия, 117393, Москва, ул. Академика Пилюгина, д. 22

Статья поступила в редакцию 03.08.2023;

Принята к публикации 12.09.2023; Опубликована 30.09.2023

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

An integrated approach to the study of Achimov deposits within the South Tambey field (Western Siberia)

A.V. Chernov¹, A.G. Koshcheev¹, E.A. Potapova¹, A.Yu. Smirnov¹, A.A. Pashinskiy², A.A. Rasskazov²

¹NOVATEK Scientific and Technical Center, Tyumen, Russian Federation

²Yamal SPG, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Andrey V. Chernov, e-mail: Andrey.Chernov@novatek.ru

Abstract. In order to clarify the structure of promising oil and gas objects in the South Tambey field (Western Siberia), an integrated approach to the study of Achimov deposits has been developed. The oil and gas potential level includes layers from PK1 to Yu9 at depths from 1000 to 4000 meters. Despite the fifty-year history of drilling wells in the area, the Achimov objects are currently poorly explored in the study area and may have significant potential for development. The purpose of this work was to clarify the geological structure of the Achimov deposits, which became possible thanks to the acquisition of new geological exploration data during the study of the underlying Jurassic complex. CDP 3D seismic exploration work was completed using a modern full-azimuth observation system, and active drilling of exploration wells for Jurassic deposits in the slope parts of the main structures began. The objectives of the study were the interpretation of a 3D seismic cube covering most of the area of the site, seismic geological linking of data from the Achimov interval of the field with neighboring areas, including using the sequence stratigraphy method, accounting for the results of drilling wells for the pilot development of the Jurassic complex and the transit fund of prospecting and exploration wells, as well as the inclusion of the results of a petrophysical model in a first approximation for the Achimov reservoir interval of the South Tambey field. The results of full-azimuth CDP 3D seismic surveys made it possible to obtain reliable correlations between well data and seismic data, including analysis of AVO attributes (Amplitude Variation with Offset). Based on sequence stratigraphic analysis, the stratification of the section was clarified, correlation with neighboring territories was made, and a conceptual model of the clinoform complex was created. For each layer, system tracts within the sequences were determined. There is strong relationship existing between the formation conditions, geometry of objects and reservoir properties.

Keywords: Achimov deposits, sequence stratigraphy, clinoform complex, AVO attributes

Recommended citation: Chernov A.V., Koshcheev A.G., Potapova E.A., Smirnov A.Yu., Pashinskiy A.A., Rasskazov A.A. (2023). An integrated approach to the study of Achimov deposits within the South Tambey field (Western Siberia). *Georesursy = Georesources*, 25(3), pp. 40–48. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.6>

References

- Baldin V.A., Igoshkin V.P., Munasypov N.Z., Nizamutdinova I.N. (2021). Stratigraphy of Jurassic-Cretaceous deposits in the northeast of Western Siberia based on the results of sequence stratigraphic analysis. *Geofizik*, (3), pp. 2–17. (In Russ.)
- Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G., Pogrebnyuk S.A. (2018). Key problems of development of Achimov deposits at different scales of study. *Rogtec magazine*, 9(2), pp. 26–35. (In Russ.)
- Catuneanu O., Abreu V., Bhattacharya J.P., Blum M.D., et al. (2009). Towards the standardization of sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews*, 92(1–2), pp. 1–33. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2008.10.003>
- Decision of the 6th interdepartmental stratigraphic meeting on the consideration and adoption of refined stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia (2004). Novosibirsk. (In Russ.)
- Gurari F.G. (2003). The structure and conditions for the formation of clinoforms of the Neocomian deposits of the West Siberian Plate (the history of the formation of ideas). Novosibirsk: SNIIGGiMS, 140 p. (In Russ.)
- Igoshkin S.V., Baldin V.A., Igoshkin V.P. (2022). The regional sequence-stratigraphic model of Western Siberia is the basis for geological exploration of zonal and local projects and the development of hydrocarbon fields. *Geology and Geophysics – 2022: science, production, innovation: Proc. II Int. Sci. and Pract. Conf.* Tver, pp. 166–170. (In Russ.)
- Khrantsova A.V., Lebedev M.V., Vasil'ev V.E., Baburin A.N., Dubrovina L.A., Rozbaeva G.L. (2022). Sequence-stratigraphic model as a basis for studying the facies structure of the Neocomian clinoform in the north of Western Siberia. *Coll. papers: Ekzolit – 2022. Lithology of sedimentary complexes of the Phanerozoic and Precambrian. Annual meeting.* Moscow, pp. 143–145. (In Russ.)
- Kontorovich V.A. (2020). A Model of the Geological Structure and the Oil and Gas Prospects of Neocomian (Berriasian–Lower Aptian) Sediments of the West Siberia Arctic Regions and the Kara Sea Shelf. *Russ. Geol.*

Geophys., 61(12), pp. 1429–1447. <https://doi.org/10.15372/RGG2020154>

Kornikov R.O., Miley M.S., Basanaeva N.A. (2021). Facies modeling of Achimov clinoform deposits in conditions of a poorly differentiated pattern using the example of the Sorovskoye field in Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and development of oil and gas fields*, 7(355), pp. 35–43. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-7\(355\)-35-43](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-7(355)-35-43)

Lebedev M.V. (2018). Facies unconformities and facies series in sequence stratigraphy. *Oil and Gas Studies*, 6(132), pp. 24–32. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2018-6-24-32>

Potapova E.A. (2018). Sequence-stratigraphic model of the Lower Cretaceous clinoform complex in the junction zone of the Srednemesoyakha swell with the Bolshekhetsk depression and forecast of structural-lithological traps. Cand. geol. and mineral. sci. diss. Tyumen: TIU, 137 p. (In Russ.)

Punanova S.A. (2020). Hydrocarbon accumulations of Achimov deposits in the northern regions of Western Siberia. *Ekspozitsiya nefi' gaz*, 3(76), pp. 10–13. (In Russ.)

State Balance of Mineral Reserves of the Russian Federation (2022). Issue 82. Combustible gases. Ural federal district. Part 2. Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. Issue 82. (In Russ.)

Zhemchugova V.A., Rybalchenko V.V., Shardanova T.A. (2021). Sequence-stratigraphic model of the West Siberia Lower Cretaceous. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 179–191. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18>

Manuscript received 3 August 2023;

Accepted 12 September 2023;

Published 30 September 2023

About the Authors

Andrey V. Chernov – Chief Specialist, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation
e-mail: Andrey.Chernov@novatek.ru

Andrey G. Koshcheev – Chief Specialist, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Elena A. Potapova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Expert, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Artem Y. Smirnov – Head of Department, NOVATEK Scientific and Technical Center

53, 50 let VLKSM st., Tyumen, 625026, Russian Federation

Aleksey A. Pashinskiy – Chief Geologist, Yamal SPG

22, Akademik Pilyugin st., Moscow, 117393, Russian Federation

Anatoliy A. Rasskazov – Deputy Head of Department, Yamal SPG

22, Akademik Pilyugin st., Moscow, 117393, Russian Federation