

Алгоритм работы и создание 1D фацальной модели по данным кернa и ГИС продуктивных пластов в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах Западной Сибири

Грищенко М.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Данная статья продолжает цикл научных публикаций ПАО «НК «Роснефть», посвященных развитию научного направления в области фацального моделирования сложнопостроенных геологических объектов нефтегазовых месторождений в пределах Российской Федерации. В статье приведена история развития фацального моделирования в Тюменском нефтяном научном центре и результаты обобщения опыта по созданию фацальных моделей в разных стратиграфических комплексах Западной Сибири. Описан алгоритм работ по фацальному моделированию, который включает три основных этапа и формирование моделей 1D-, 2D- и 3D-уровней. В данной статье рассмотрены особенности создания 1D-моделей по комплексным исследованиям кернa и ГИС.

Материалы и методы

Материалы: комплекс разномасштабных данных геолого-геофизической информации, получаемой в результате седиментологического анализа и лабораторных исследований кернa, циклостратиграфического и секвенс-стратиграфического анализа по комплексу данных кернa и ГИС.

Методы: для создания фацальной модели разработан алгоритм работ, который включает три основных этапа и формирование

моделей 1D-, 2D- и 3D-уровней. Используются методики комплексирования данных кернa и ГИС.

Ключевые слова

седиментологический анализ, циклостратиграфический анализ, микрофацация, макрофацация, концептуальная модель, фацальная модель

Для цитирования

Грищенко М.А. Алгоритм работы и создание 1D фацальной модели по данным кернa и ГИС продуктивных пластов в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 22–28. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-22-28

Поступила в редакцию: 10.11.2022

GEOLOGY

UDC 552.122 | Original Paper

Algorithm for operation and creation of 1D facies model based on core data and well logs of productive formations in the cretaceous and jurassic oil and gas reservoirs of Western Siberia

Grishchenko M.A.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Abstract

This article continues the cycle of scientific publications of "NK "Rosneft" PJSC devoted to the development of the scientific direction in the field of facies modeling of complex geological objects of oil and gas fields within the Russian Federation. The article presents the history of facies modeling in the Tyumen petroleum research center and the results of the generalization of experience in creating facies models in different stratigraphic complexes of Western Siberia. Described is an algorithm for facies modeling, which includes three main stages and the formation of models of 1D, 2D, and 3D level. This article discusses the features of creating 1D models for integrated core and log studies.

Materials and methods

Materials: a set of various-scale data of geological and geophysical information obtained as a result of sedimentological analysis and laboratory studies of the core, cyclostratigraphic and sequence-stratigraphic analysis for the complex of this core and log.

Methods: to create a facies model, an algorithm has been developed

that includes three main stages and the formation of models of 1D, 2D and 3D levels. Core and log data integration techniques were used.

Keywords

sedimentological analysis, cyclostratigraphic analysis, microfacies, macrofacies, conceptual model, facies model

For citation

Grishchenko M.A. Algorithm for operation and creation of 1D facies model based on core data and well logs of productive formations in the cretaceous and jurassic oil and gas reservoirs of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 22–28. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-22-28

Received: 10.11.2022

Актуальность

В настоящее время вследствие истощения залежей в традиционных коллекторах все большее внимание уделяется фациальному моделированию сложнопостроенных залежей углеводородов (УВ), приуроченных к полигенетическим осадочным комплексам. В пределах Западной Сибири к таким комплексам в первую очередь можно отнести отложения покурской свиты верхнемеловой системы с пластами группы ПК, клиноформный комплекс неокома с пластами ачимовской толщи, гетерогенный комплекс среднеюрских отложений, включающий пласты тюменской и горелой свит. Разработка вышеназванных пластов всегда сопряжена с рядом проблем, связанных со сложным распределением коллекторов и гидродинамических экранов внутри осадочных комплексов.

В методических рекомендациях [2] при подсчете запасов углеводородного сырья было рекомендовано создание фациальной модели как основы литологического моделирования, что позволяет обосновать изменчивость поведения коллекторов и их свойств согласно условиям их формирования. «Создание седиментационной или фациальной модели пласта является одной из первых задач, которую

следует выполнить при моделировании изучаемого объекта, так как она закладывает концептуальные основы литологической модели пласта, и, в конечном счете, соответствии полученной модели реальному объекту» [1].

В данной статье представлены история развития фациального моделирования в Тюменском нефтяном научном центре (ООО «ТННЦ») и особенности выделения фациальных интервалов в разных стратиграфических комплексах Западной Сибири на основе комплексного анализа керна и геофизических исследований скважин (ГИС).

Материалы и методы исследования

В процессе создания детальных литолого-фациальных моделей все большее значение приобретает значимость комплексирования разномасштабных данных геолого-геофизической и промысловой информации, получаемой в результате седиментологического анализа и лабораторных исследований керна, петрофизической интерпретации керна и ГИС, а также сейсмических исследований. Трехмерные геологические модели, созданные с учетом модели седиментации продуктивных пластов, зачастую существенно меняют представление

о строении сложнопостроенных залежей УВ. Модели, полученные на ранних стадиях разведки без учета обстановок осадконакопления, оказываются намного более сложными, чем представлялось ранее [2].

Литологические модели, созданные с учетом обстановок осадконакопления, позволяют наиболее обоснованно задавать ранги корреляции литотипов, определять геологическую природу и местоположения экранов, ограничивающих залежи в полифациальных осадочных комплексах.

И все-таки, для чего нам нужны фациальные модели? Они позволяют локализовать наиболее перспективные зоны развития коллекторов, а также решить следующие задачи:

- обосновать реконструкцию обстановок осадконакопления;
- обосновать морфологию и размеры геологических тел разного генезиса, их прогноз развития по площади и в разрезе;
- обосновать наиболее привлекательные и бесперспективные фации;
- дать прогноз по зонам глинизаций и ухудшенных свойств коллекторов и гидродинамических экранов;
- обосновать типы пород-покрышек и способности сохранения залежей УВ.

Табл. 1. Выделение микрофаций и укрупненные группы макрофаций в интервале отложений тюменской свиты (Красноленинское месторождение)

Tab. 1. Microfacies isolation and enlarged groups of macrofacies in the tyumen formation interval (Krasnoleninskoye field)

Обстановки осадконакопления	Обозначение фации	Название фации	Макрофация
Прибрежно-морские, переходные (ЮК ₂₋₃)	DLSF/TL	Дистальная часть нижней зоны подводного берегового склона / трансгрессивный слой (Distal lower shoreface/Transgressive layer)	DLSF/TL/ ProD
	BHD	Головная часть заливной дельты (Bay head delta)	BHD/DF
	DF	Фронт дельты (Delta front)	BHD/DF
	MB	Устьевой бар (Mouth bar)	BHD/DF
	EC	Эстуарий (Estuary channel)	CB/BayM/MTF
	BayM	Окраинная (береговая) зона прибрежного залива (Bay margin)	CB/BayM/MTF
	CB	Центральная часть прибрежного залива (Central basin)	CB/BayM/MTF
	ProD	Продельтовый склон (Prodelta)	DLSF/TL/ ProD
	CP	Прибрежная равнина (Coastal Plain)	CB/BayM/MTF
	MSTF	Смешанная приливно-отливная отмель (Mix tidal flat)	CB/BayM/MTF
	MTF	Глинистые приливно-отливные отмели (Mud Tidal flat)	CB/BayM/MTF
Континентальные пролювиальные (ЮК ₄₋₉)	AF	Отложения аллювиального конуса выноса (Alluvial fan)	CS/AF
	DAF	Шлейф или дистальная часть аллювиального конуса выноса (Distal alluvial fan)	CS/AF
	PAF	Проксимальная часть аллювиального конуса выноса (Proximal alluvial fan)	CS/AF
Континентальные флювиальные (ЮК ₄₋₉)	FC	Речное русло (Fluvial channel)	FC
	SP	Песчаная коса (Spit)	FC
	CC	Отложения канала выноса промоины (Crevasse channel)	CS/AF
	CS	Пески разлива (Crevasse splay)	CS/AF
	AC	Отложения старицы, отмирание русла (Abandoned channel)	CS/AF
	CSd	Дистальная часть конуса выноса промоины (Distal crevasse splay)	FP/Lk
	NL	Прирусловый вал (Natural levee)	FP/Lk
Континентальные озерно-пойменные (ЮК ₄₋₉)	LD	Озерная дельта (Lacustrine delta)	LD
	FP	Отложения поймы (Flood plain)	FP/Lk
	M	Марши (Marsh)	FP/Lk
	Lk	Отложения озер (Lake)	FP/Lk
	Lkf	Проточные участки зарастающих озер (Lakes with foreign)	FP/Lk
	Lkl	Прибрежная часть открытого озера (Littoral zone of lake)	FP/Lk
	Lko	Открытые озерные водоемы (Open lakes)	FP/Lk
	Lkst	Застойные озерные водоемы (Stagnant lakes)	FP/Lk
	SW	Болото (Swamp)	FP/Lk

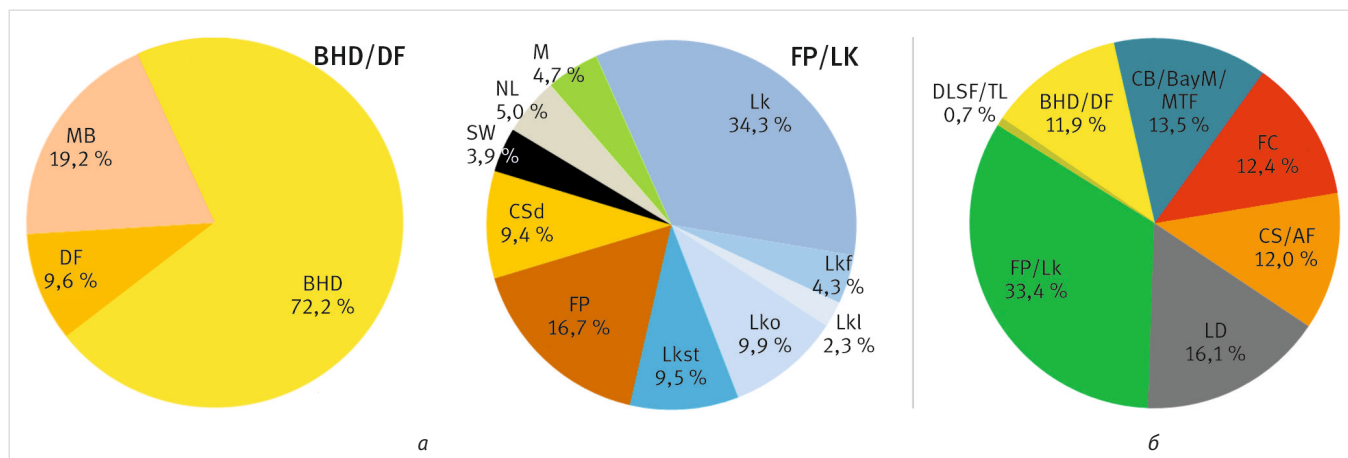


Рис. 1. Фациальная характеристика отложений тюменской свиты (Красноленинское месторождение): а — доля микрофацций внутри укрупненной группы (макрофацции), б — общая доля макрофацций в разрезе скважин по данным керна
Fig. 1. Facies characteristics of the tyumen formation deposits (Krasnoleninskoye field): а — fraction of microfacies within the enlarged group (macrofacies), б — total fraction of macrofacies in the well section based on core data

Основой модели служит комплексная геолого-геофизическая концепция объекта, которая объединяет группы разномасштабных данных. Входными данными для создания фациальной модели (ФМ) являются следующие: региональные данные, лабораторные исследования керна, ГИС, результаты сейсмических исследований. На основе этих данных формируются фациальные модели разного уровня 1D, 2D и 3D, создание которых соответствует трем основным этапам работ. Процесс создания моделей выполняется в определенной последовательности.

На первом этапе выполняются седиментологические и биостратиграфические исследования, изучаются ихнофацции, рассчитываются геохимические индикаторы, анализируются региональные карты и потенциальные геофизические поля. Основными результатами первого этапа работ являются так называемая одномерная модель и упрощенные фациальные эскизы только по скважинам с керном. По комплексным

исследованиям керна получают информацию по геоэкологии, руководящим ихнофациями, уточняют границы пластов и циклитов по биостратиграфии, список микрофацций (выделенных по керну), основные обстановки осадконакопления, список укрупненных макрофацций и критерии их объединения, седиментологические колонки и атласы литотипов по скважинам с керном, статистическую характеристику литотипов по керну и ГИС.

Результаты исследования

Например, в процессе исследований среднеюрского комплекса отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения было проведено расчленение стратиграфического разреза по керну на генетически и структурно однородные осадочные единицы (литофацции). Керновый материал систематизировался по фаціальным признакам с выделением основных типов обстановок осадконакопления и объединялся до преобладающей макрофацции. При

седиментологическом описании 2 022 погонных метров керна, отобранного в 56 скважинах, всего было выделено 30 микрофацций в четырех обстановках осадконакопления, которые затем были укрупнены в 6 групп макрофацций (табл. 1).

В период формирования пластов ЮК₄₋₉ преобладали континентальные обстановки осадконакопления с флювиальными, пролювиальными и озерно-пойменными комплексами осадков, а верхняя часть тюменской свиты (пласты ЮК₂₋₃) формировалась в переходных и прибрежно-морских обстановках. В континентальных условиях по результатам седиментологических исследований керна всего было выделено 19 микрофацций, которые в последующем по гидродинамической активности среды были объединены в четыре укрупненные группы (макрофацции). В группу фацций с высокой и средней гидродинамикой среды были отнесены отложения речных русел (FC), аллювиальных конусов выноса и песков разлива (AF/CS),

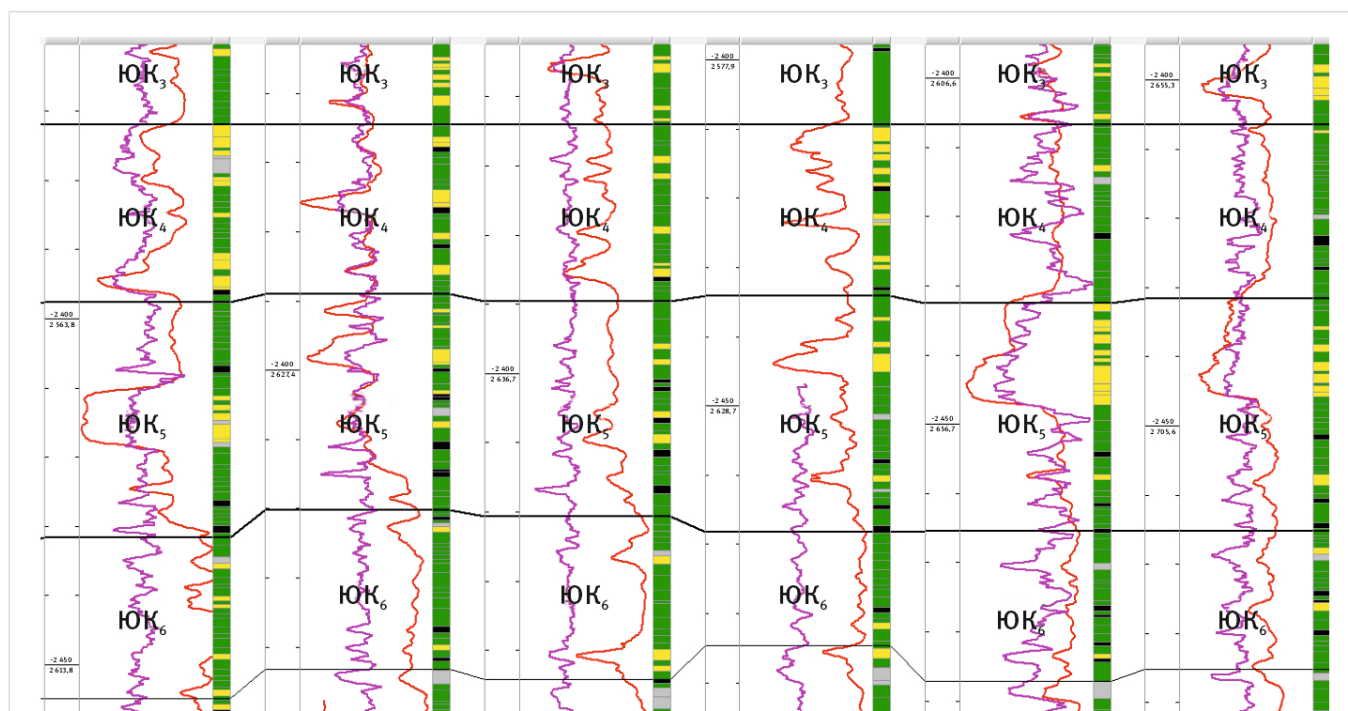


Рис. 2. Схема корреляции пластов тюменской свиты (месторождение X Уватского района)
Fig. 2. Tyumen formation correlation diagram (Uvat region X field)

а также озерной дельты (LD), для которых характерно преобладание песчано-алевролитовых отложений. В группу с низкой или отсутствующей гидродинамической активностью среды были объединены пойменные и озерные отложения (FP/LK) преимущественно глинистого состава.

В переходных и прибрежно-морских обстановках по керну всего было выделено 11 микрофаций, которые также были объединены в 3 макрофации. Группа с высокой гидродинамической активностью среды представлена отложениями устьевых баров, головной частью и фронтом дельты (BHD/DF/MB) с песчано-алевролитовыми разностями. Группу со средней гидродинамикой среды характеризуют фации приливо-отливных отмелей и центральных/окраинных частей прибрежного залива (CB/BayM/MTF) преимущественно алевролитового состава. В группу низкодинамичных отложений, сформированных ниже базиса спокойных волн, вошли глинистые отложения проделты и дистальной части нижней зоны подводного берегового склона (DLSF/TL/ProD).

Распределение долей микрофаций в группе высокодинамичных прибрежно-морских отложений (BHD/DF) отмечает преобладающую долю содержания фации головной части заливной дельты (BHD) 72,2 % и устьевых баров (MB) 19 % песчано-алевролитового состава (рис. 1а). В группе низкодинамичных континентальных отложений (FP/LK) преобладают глинистые озерные и болотные фации (голубые оттенки), доля которых достигает 70 %, а глинистые отложения пойменных участков и заболоченных маршей составляют около 20 %.

Анализ распределения долей макрофаций в разрезе скважин с отбором керна позволил отметить следующие особенности. Общая доля привлекательных высоко- и среднединамичных фаций достигает 53 %, из которых 11,9 % принадлежит отложениям устьевых баров, головной части и фронтом дельты (BHD/DF/MB). В низкодинамичных группах преобладают глинистые отложения пойм и озер (33,4 %), а также приливо-отливных отмелей алевролитового состава (13,5 %). Суммарная доля озерно-пойменных отложений в комплексе с фациями приливо-отливных отмелей достигает 64 % и позволяет предположить преобладание слабонаклоненного палеорельефа с большим количеством озер и болот в период формирования средней части тюменской свиты (рис. 1б).

Таким образом, комплексный анализ разномасштабных данных подчеркивает полигенетический характер среднеюрских отложений, который объединяет осадки, образованные в условиях сильно расчлененного рельефа и формированием аллювиальных конусов выноса в пластах ЮК₇₋₉ до прибрежно-морских с глинистыми отложениями проделты в пласте ЮК₂. Основная сложность работы с данным комплексом связана с выполнением межскважинной корреляции, также затруднен и анализ цикличности разреза. Высокая вертикальная расчлененность, резкая латеральная литологическая изменчивость, отсутствие выдержанных реперов в разрезе, повышенная углистость и хаотический характер распределения углистых прослоев в разрезе не позволяют однозначно коррелировать пласты. Поэтому зачастую положение границ пластов носит условный характер (рис. 2).

Другой пример касается особенностей распределения фаций в отложениях верхнего сеномана Часельской группы месторождений

(пласт ПК₁ покурской свиты). В процессе анализа фаций сохранялся прежний алгоритм работы. В изучаемом интервале было выделено 13 микрофаций, которые были объединены в пять групп (рис. 3). Анализ цикличности разреза по данным керна, ГИС и степени биотурбации осадков позволил выделить 3 основных циклита, которые уверенно разделены поверхностями несогласия (разрыв, красная линия). В нижней части пластов отчетливо выделяются два циклита трансгрессивной направленности, которые литологически представлены средне-мелкозернистыми песчаниками речных отложений (FCt) и приливо-отливных каналов (TFC), общая доля которых в данном интервале достигает 90 %.

Выше по разрезу выделяются два циклита регрессивно-трансгрессивной серии, характеризующих колебательные разнонаправленные движения палеорельефа. В этот период происходило формирование

комплекса осадков приливо-отливных отмелей (MSTF, MTF) и подводных каналов (TFC). Литологически интервал представлен слоистыми алевролитами разной зернистости, где преобладают глинистые разности. Общая доля низкодинамичных отложений в разрезе пласта ПК₁ составляет около 25 %, в том числе более 50 % данного объема занимают глинистые породы. Нижняя и средняя части пласта были сформированы в переходных обстановках осадконакопления. Верхняя часть разреза была сформирована в прибрежно-морской обстановке и представляет собой единый трансгрессивный циклит, перекрывающийся сверху морским комплексом глинистых осадков кузнецовской свиты (Shlf). В фациальном отношении данный интервал представлен фациями подводного берегового склона (DLSF), для которых характерно высокое содержание биотурбированных песчанников различной зернистости с отдельными

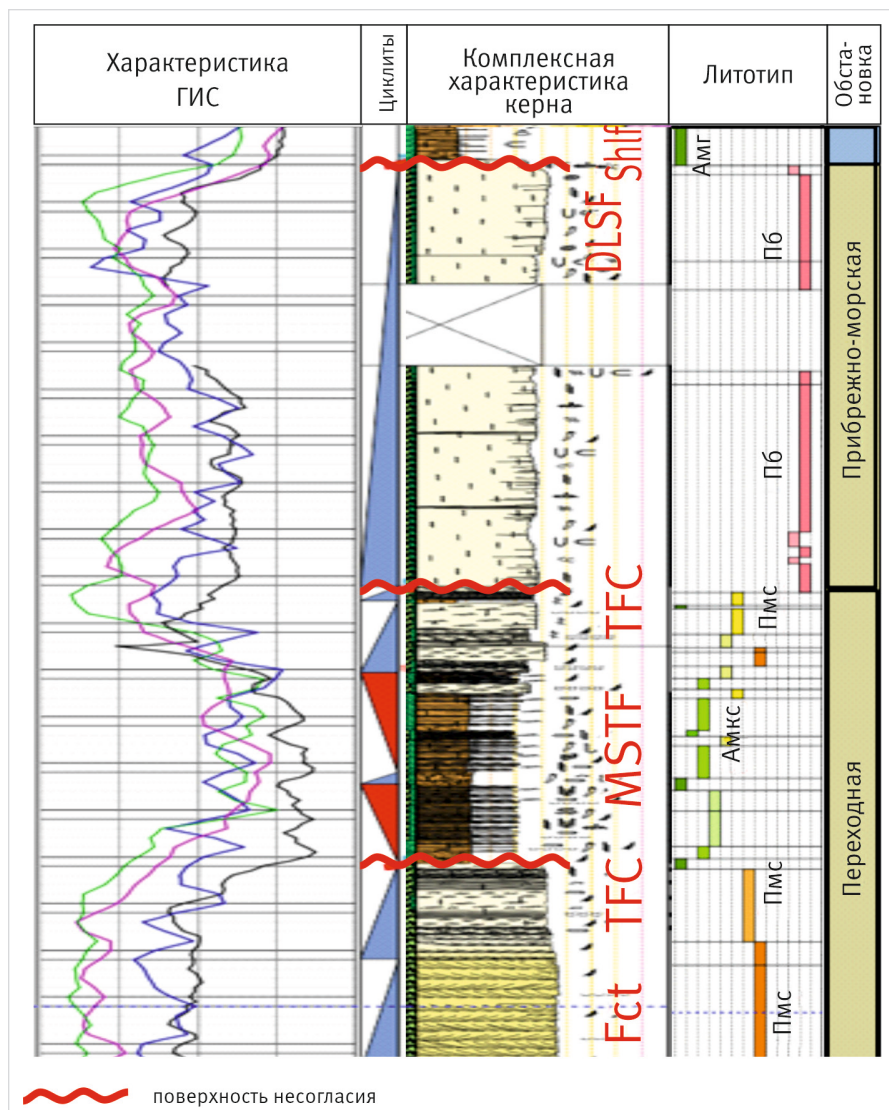


Рис. 3. Фациальная характеристика и цикличность отложений пласта ПК₁ покурской свиты. Фации: DLSF — подводный береговой склон, TFC — канал со смешанным влиянием речных и приливо-отливных процессов, MSTF — смешанная приливо-отливая отмель, Fct — речное русло с влиянием приливо-отливных процессов.

Литотипы: Амг — алевролит мелкозернистый глинистый, Амкс — алевролит слоистый, Пб — песчаник биотурбированный, Пмс — песчаник мелкозернистый слоистый, Псм — песчаник среднезернистый

Fig. 3. Facies and cyclical characteristics of the PK₁ pokur formation. Facies: DLSF — underwater coastal slope, TFC — channel with mixed influence of river and tidal processes, MSTF — mixed tidal shallows, Fct — river channel with influence of tidal processes. Lithotypes: Амг — fine-grained siltstone, Амкс — layered siltstone, Пб — bioturbated sandstone, Пмс — sandstone fine-grained layered, Псм — medium-grained sandstone

прослоями алевролитов.

Седиментологический анализ керна под-
черкивает полифациальное строение пласта
ПК₁. В целом в покурской свите выполне-
ние межскважинной корреляции пластов
ПК₁–ПК₂₄ очень затруднено, поскольку отсут-
ствие выдержанных реперов в разрезе так-
же не позволяет однозначно коррелировать
пласты аналогично среднеюрскому комплек-
су. Дополнительную информацию для рас-
членения разреза возможно получить лишь
с привлечением секвенс-стратиграфическо-
го анализа и выделением маркирующих по-
верхностей максимального затопления SB.

Всего в разрезе покурской свиты данно-
го региона было выделено 9 поверхностей
SB, количество которых в разных регионах
может незначительно меняться (рис. 4а). Для
пласта ПК₁ вышеописанного разреза, приуро-
ченного к кровле покурской свиты, преобла-
дает трансгрессивная направленность разре-
зов, поэтому анализ цикличности позволил
достаточно уверенно выделить границы
циклитов и выполнить корреляцию разрезов
скважин по данным керна и ГИС (рис. 4б).
Всего в интервале пласта ПК₁ было уверенно
выделено 3 циклита ПК₁¹, ПК₁² и ПК₁³, каждый
из которых сформировался в определенных
палеогеографических условиях и характери-
зуется определенным литолого-фаціальным
составом отложений. К сожалению, практика
использования секвенс-стратиграфическо-
го анализа для расчленения сложных высо-
корасчлененных и крайне невыдержанных
разрезов требует дальнейшего развития

и в настоящий момент только ограничен-
но применяется в процессе геологического
моделирования.

Таким образом, по результатам первого
этапа работ создается 1D фаціальная мо-
дель, которая позволяет выделить в разрезе
скважин интервалы наиболее привлекатель-
ных макрофаций и получить предвари-
тельную характеристику палеорельефа изучае-
мой территории.

На втором этапе создаются двумерные
(2D) ФМ по комплексу данных керна, ГИС
и результатов структурной интерпретации.
В процессе выполнения второго этапа реше-
ется целый ряд задач, а именно:

- анализ электрофаций;
- обоснование возможности и выделение
границ фаций методами ГИС в скважинах
без керна на основе статистических алго-
ритмов и нейронных сетей (карты Кохоне-
на, вейвлет-анализ);
- обоснование критериев выделения гра-
ниц фаций методами ГИС;
- анализ коэффициентов уплотнения осад-
ков и возможности реализации результа-
тов в палеоструктурную модель;
- анализ структурно-тектонической модели,
оценка влияния тектонической актив-
ности на фаціальные условия территории;
- палеоструктурный анализ и его взаи-
мосвязь с распределением фаціальных
тел по площади исследований с учетом
региональных особенностей территории;
- тектонофизический и морфоструктур-
ный анализ по кровле продуктивных

комплексов с целью выявления зон на-
пряженного состояния;

- анализ вещественного состава кристал-
лического фундамента с целью прогно-
за коллекторов и ФЕС для базальных
пластов;
- прогноз фаціальных обстановок по дан-
ным сейсмических исследований (атри-
бутный анализ, сейсмофаціальный ана-
лиз) и др.

В завершении второго этапа формиру-
ется палеоструктурная и предварительная
оценочная модель объекта с целью выяв-
ления основных геолого-геофизических за-
кономерностей. Основными результатами
данного этапа являются полигоны различных
фаціальных обстановок по каждому объ-
екту с учетом всех скважин с керном и ГИС,
алгоритмы распознавания макрофаций ме-
тодами ГИС, обоснование петротипов, карты
сейсмофаций и прогнозные обстановки осад-
конакопления по данным сейсморазведоч-
ных работ. Выполняется оценка взаимосвязи
сейсмофаций и фаций, выделенных по керну.

На третьем этапе добавляются резуль-
таты, которые позволяют в идеале получить
трехмерные прогнозные полигоны фаций
и обстановок осадконакопления, а также
трехмерные геологические объекты. При
создании 3D фаціальной модели и распро-
странении фаций в объеме могут использо-
ваться разные стохастические алгоритмы,
а также алгоритмы объектного моделирова-
ния. Обычно последнее используется в слу-
чае достоверного обоснования морфологии

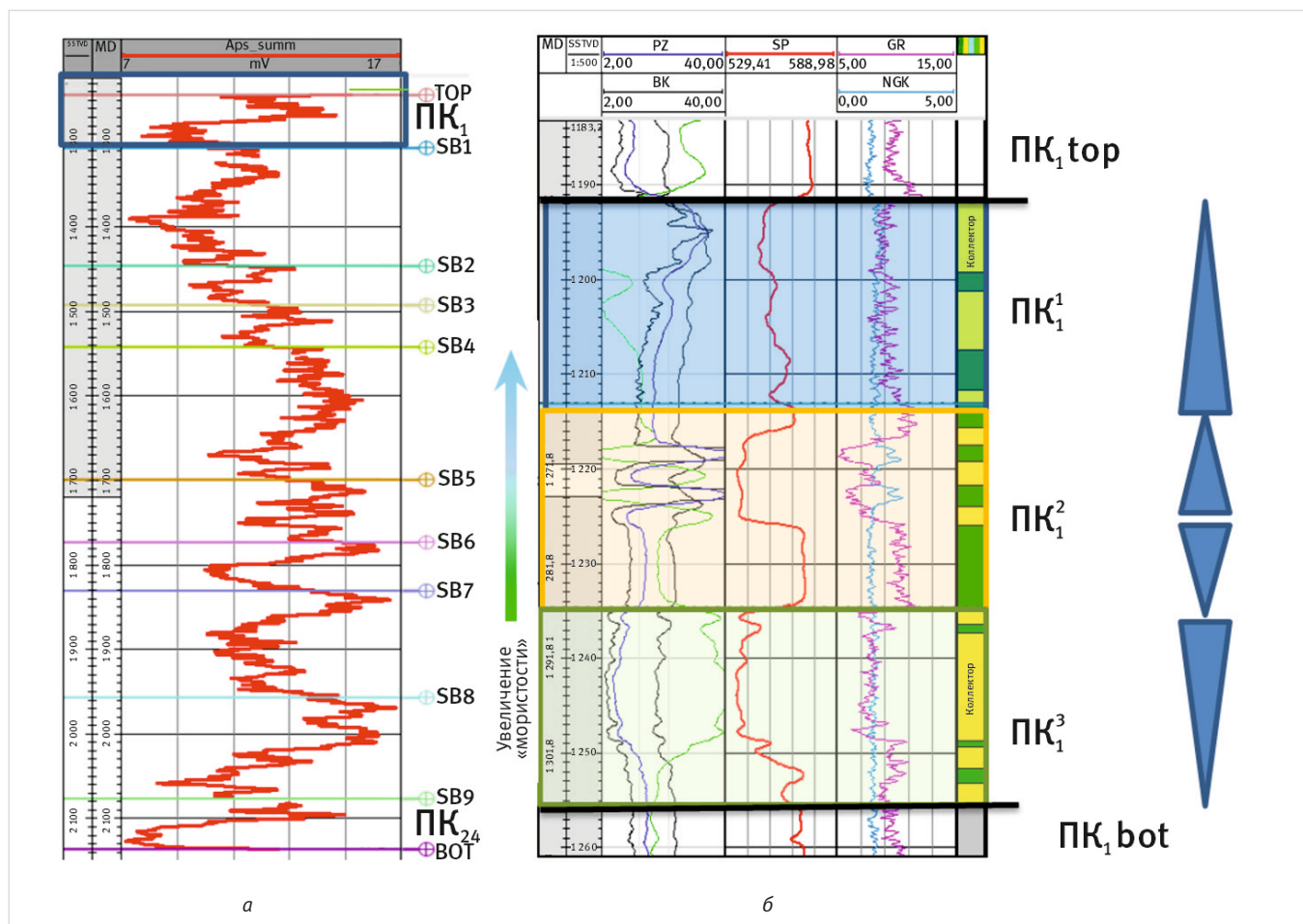


Рис. 4. Анализ цикличности отложений покурской свиты по группе месторождений на севере Западной Сибири : а — пласты ПК₁–ПК₂₄, б — пласт ПК₁ Часельской группы месторождений; SB — поверхности максимального затопления

Fig. 4. Analysis of the cyclical nature of the pokurian deposits by group of fields in the north of the Western Siberia: а – zones PK₁–PK₂₄, б – zone PK₁ of the Chasel group of fields; SB – surface of maximum flooding

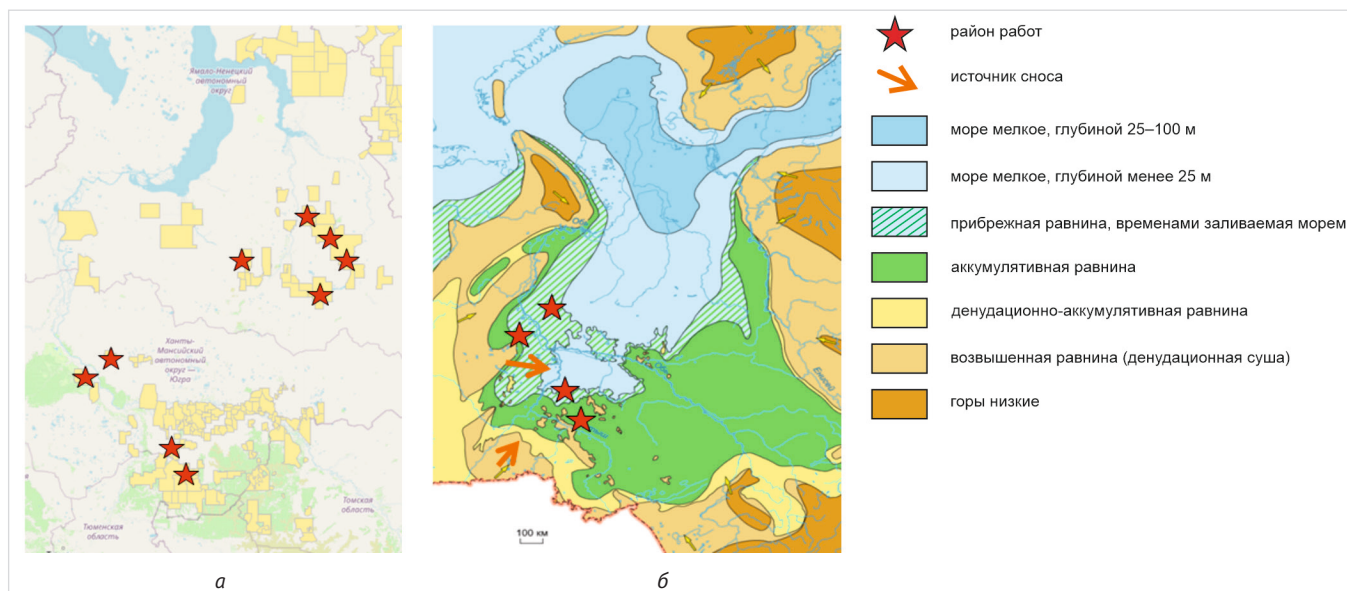


Рис. 5. География работ по фациальному моделированию ООО «ТННЦ»: а — обзорная карта района работ, б — палеогеографическая схема, батский век (А.Э. Конторович и др., 2013)

Fig. 5. Geography of facies modeling of "Tyumen petroleum research center" LLC: а — survey map of the work area, б — paleogeographic diagram, Batsky age (A.E. Kontorovich et al., 2013)

и размерности геологических объектов.

Представленные материалы обобщают опыт создания фациальных моделей, выполненных в ООО «ТННЦ» в разных стратиграфических комплексах для месторождений Западной Сибири. География работ по фациальному моделированию обширна и охватывает по площади как южные, так и северные регионы Западной Сибири, а в разрезе — от пластов нижней-средней-верхней юры до отложений газсалинской пачки туронского возраста (рис. 5). Районы работ приурочены к различным палеогеографическим и структурно-тектоническим зонам и характеризуются сложной временной картиной в интервале исследований и разной интенсивностью тектонических нарушений.

Объекты исследования были сформированы в разных палеогеографических обстановках осадконакопления: от континентальных до глубоководно-морских. История фациального моделирования в ООО «ТННЦ» стартовала в 2008 г., когда была создана первая концептуальная ФМ викуловской свиты, показавшая поэтапное развитие врезанной долины на Каменной площади (рис. 6а). Далее в 2012 г. была создана первая региональная 2D ФМ отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения. В 2014 г. ФБУ ГКЗ подготовили методические рекомендации по созданию ГМ с целью подсчета запасов УВ, где была обозначена важность создания фациальной основы.

В период с 2014 по 2020 г. в ООО «ТННЦ» началось активное внедрение фациального двух-, трехмерного моделирования. В этот период был создан целый ряд ФМ: 3D-модель тюменской свиты Ем-Еговского и южной части Каменного участка Красноленинского месторождения, принципиальная модель юрских отложений на юге Талинского участка, 2D-модель ачимовских пластов Уренгойского месторождения, модель группы пластов АВ₁–АВ₄₋₅ Самотлорского месторождения, группы пластов ПК Кынско — Часельского и Харампурского месторождений, 2D концептуальная модель нетрадиционных туронских отложений Харампурского месторождения [3], региональная 2D-модель тюменской свиты Уватского района (2020 г.), концептуальные

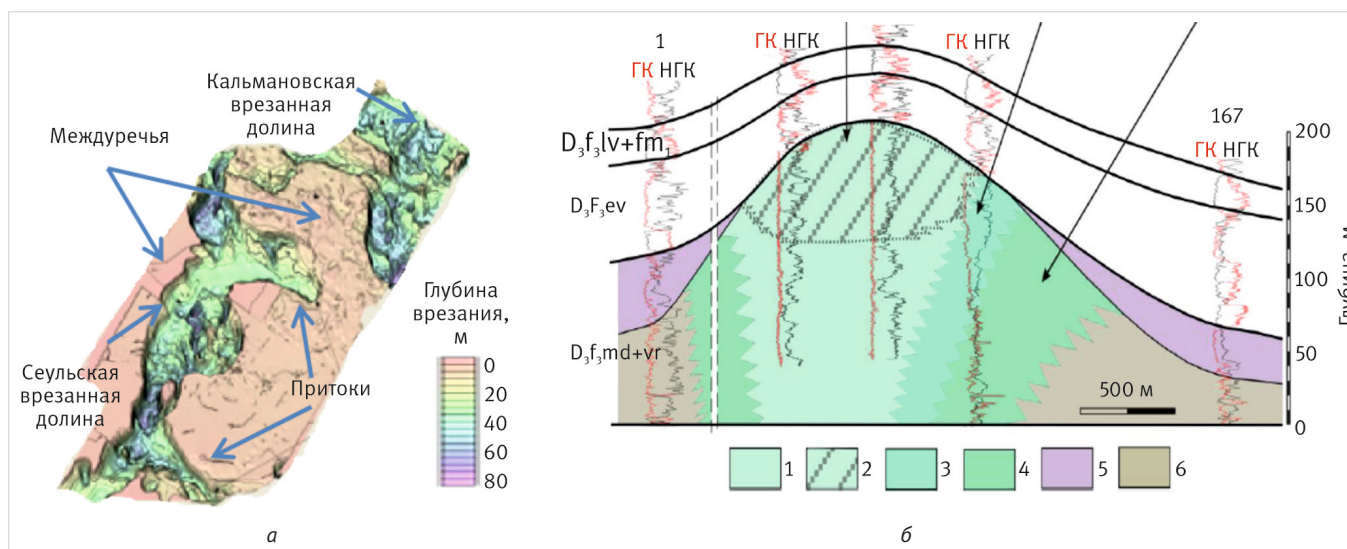


Рис. 6. Концептуальные модели терригенного и карбонатного осадконакопления: а — концептуальная модель врезанных долин пласта ВК1 Каменного участка, б — фациальная зональность Жоховского рифа Оренбургской области (Ю.И. Никитин, А.П. Вилесов).

1 — биогермная часть рифового ядра; 2 — зона повышенной доломитизации; 3 — краевая часть рифового ядра; 4 — рифовый обломочный шлейф; 5 — обломочный шлейф низкого стояния ОУМ; 6 — доманиковые отложения
Fig. 6. Conceptual models of terrigenous and carbonate sedimentation: а — conceptual model of the cut-in valleys of the VK1 zone of the Kamenny section, б — facial zonation of the Zhokhovskiy reef of the Orenburg region (Yu.I. Nikitin, A.P. Vilesov). 1 — biohermal part of the reef core; 2 — zone of increased dolomitization; 3 — is the edge portion of the reef core; 4 — reef clastic plume; 5 — low-standing debris plume of SMD; 6 — domanic deposits

модели долганской толщи и различных рифовых объектов Оренбургской области (2017 г.). Следует отметить, что для рифовых объектов принципиальными элементами концептуального строения являются биогермное ядро, зоны доломитизации и краевые зоны обломочного шельфа (пример — Жоховский, Рыбинский риф) (рис. 6б).

Таким образом, 15-летний опыт фациального моделирования в ООО «ТННЦ» позволил разработать свой алгоритм работ не только в области проведения литолого-фациального анализа керна, но и в целом создания принципиальных моделей сложных полифациальных объектов, а также реализацию концептуальных представлений в трехмерных цифровых геологических моделях. На основе огромного научно-производственного опыта в 2021 г. командой ведущих экспертов и специалистов центра исследования керна в ООО «ТННЦ» были подготовлены методические указания компании «Проведение литолого-фациального анализа», которые явились настольной книгой для всех специалистов, занимающихся вопросами фациального моделирования.

Итоги

Представленные материалы обобщают опыт создания фациальных моделей, выполненных в ООО «ТННЦ» в разных стратиграфических комплексах для месторождений Западной Сибири. Обобщение материалов по 1D фациальному моделированию продуктивных

пластов в меловом и юрском нефтегазовых комплексах позволило отметить следующее:

- детальный седиментологический анализ керна необходимо выполнять на всех стадиях изученности территории;
- восстановление обстановок осадконакопления по комплексу данных керна и ГИС возможно выполнять даже в самых сложных полифациальных комплексах отложений в различных стратиграфических интервалах от юры до верхнего мела;
- анализ распределения в разрезе скважин микрофаций в комплексе с циклостратиграфическими исследованиями дает многогранную информацию не только об условиях осадконакопления, но и предварительную характеристику палеорельефа территории, а также позволяет выделить в разрезе скважин интервалы наиболее привлекательных макрофаций;
- использование в работе элементов секвенс-стратиграфического и циклостратиграфического анализов существенно повышает достоверность результатов межскважинной корреляции в сложных литологически невыдержанных и высоко-расчлененных комплексах пород в условиях отсутствия коррелятивных реперов в разрезе.

Выводы

Разработанный в ООО «ТННЦ» алгоритм работ по фациальному моделированию включает три основных этапа, в результате выполнения которых формируются модели 1D-,

2D- и 3D-уровня. В данной статье рассмотрены особенности создания 1D-моделей по комплексным исследованиям керна и ГИС. В следующей статье будут рассмотрены особенности создания 2D и 3D ФМ, проблемы прогноза фациальных обстановок по данным сейсмических исследований и результаты моделирования наиболее интересных объектов.

Литература

1. Стовбун Ю.А., Смагина Т.Н., Ульянова В.П., Шевцова Е.Ю., Абрашов В.Н. Применение фациального анализа для решения сложных задач геологического моделирования на примере Берегового месторождения // Нефтяное хозяйство. № 10. 2019. С. 28–32.
2. Методика построения геологических моделей при подсчете запасов углеводородного сырья. М.: ФБУ «ГКЗ», 2014. С. 54–59.
3. Топалова Т.Э., Кайдалина Т.Е., Грищенко М.А., Яцканич И.М., Королев А.Ю., Ситдилов Р.Ф. Уточнение геологического строения низкопроницаемых туронских отложений Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения по результатам комплексного литофациального анализа для оптимизации проекта разработки // Геология нефти и газа. № 2. 2020. С. 95–106.

ENGLISH

Results

The presented materials summarize the experience of creating facies models performed at “Tyumen petroleum research center” LLC in different stratigraphic complexes for fields in Western Siberia. Generalization of materials on 1D facies modeling of pay zones in the Cretaceous and Jurassic oil and gas bearing complexes made it possible to note the following:

- a detailed sedimentological analysis of the core should be performed at all stages of the study of the territory;
- recovery of depositional environments from the core and log data complex can be performed even in the most complex polyfacies complexes of deposits in various stratigraphic intervals from jurassic to upper cretaceous;
- analysis of the distribution of microfacies in the well section in combination with cyclostratigraphic studies provides multifaceted information not only about depositional conditions, but also

a preliminary description of the paleorelief of the territory, and also makes it possible to identify intervals of the most attractive macrophies in the well section;

- the use of sequence-stratigraphic and cyclostratigraphic analysis elements in the work significantly increases the reliability of the results of cross-well correlation in complex lithologically non-sustained and highly distinguished rock complexes in the absence of correlative benchmarks in the section.

Conclusions

The facies modeling algorithm developed in “Tyumen petroleum research center” LLC includes three main stages, as a result of which 1D, 2D and 3D level models are formed. This article discusses the features of creating 1D models for integrated core and log studies. The following article will discuss the features of creating 2D and 3D FM, the problems of predicting facies from seismic data, and the results of modeling the most interesting objects.

References

1. Stovbun Yu.A., Smagina T.N., Ulyanova V.P., Shevtsova E.Yu., Abrashov V.N. Application of facies analysis in solving geomodeling challenges. case study of Beregovoye field. Oil Industry, 2019, issue 10, P. 28–32. (In Russ).
2. Methodology for building geological models when calculating hydrocarbon reserves. Moscow: 2014, FBU “GKZ”, P. 54–59. (In Russ).
3. Topalova T.E., Kaidalina T.E., Grishchenko M.A., Yatskanich I.M., Korolev A.Yu., Sittikov R.F. Results of integrated lithofacies analysis for optimisation of field development plan: updating geological structure of low-permeable turonian formations in the Kharampursky oil and gas condensate field. Oil and gas geology, 2020, issue 2, P. 95–106. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Грищенко Марина Афанасьевна, к.т.н., старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Grishchenko Marina Afanasyevna, candidate of technical sciences, senior expert, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: magrischenko@tnnc.rosneft.ru