

СТАТЬИ

УДК 550.834.05:550.832:552.5

**СЕКВЕНС-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ
МАЛЫШЕВСКОГО ГОРИЗОНТА БЕРЕГОВОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
И ЕЕ ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ**

**¹Горбунов П.А., ¹Лебедев М.В., ¹Яневиц Р.Б., ¹Фищенко А.Н., ¹Архипов А.В.,
¹Великих А.В., ¹Афлятонова А.Р., ¹Сахипова Ж.А., ¹Бердышева Т.В., ²Дорохов А.Р.**

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, e-mail: pagorbunov@tinn.rosneft.ru;

²АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой

В пределах северной части Западной Сибири (территория ЯНАО) открыты уникальные промышленные скопления углеводородов. Основные нефтегазоносные объекты при этом расположены в меловом интервале разреза и успешно разрабатываются. По мере повышения степени выработки запасов в этих резервуарах все больший интерес представляют более глубоко залегающие среднеюрские нефтегазоносные отложения. Эти горизонты, как правило, характеризуются сложным геологическим строением и вскрываются небольшим количеством скважин. Поэтому для построения их геологических моделей необходимо применять геосистемный подход. В рамках геосистемного подхода осадочные образования рассматриваются как продукты развития древних геосистем. Реализуется он путем комплексирования данных kernового материала, геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсморазведки (СРР) с учетом априорных представлений о современных процессах и обстановках седиментации. Наиболее научно развитой версией геосистемного подхода в настоящее время, по-видимому, является секвенс-стратиграфия. Представленная статья посвящена результатам секвенс-стратиграфического моделирования пластов ЮГ₂ – ЮГ₄ Берегового нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), расположенного в пределах северо-восточной части Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа. В статье представлены результаты комплексирования широкого спектра исследований, направленных на выявление зон развития коллекторов, которые должны рассматриваться как первоочередные объекты для постановки дальнейших геологоразведочных работ. В исследовании доказываем, что достоверность прогноза фаций, как основной единицы моделирования, по сейсмическим атрибутам выше, чем достоверность прогноза коэффициента песчаности, что объясняется геосистемной природой фаций.

Ключевые слова: фациальный анализ, литология, сейсмика, каротаж, секвенс-стратиграфия, керн, углеводороды

**SEQUENCE-STRATIGRAPHIC MODEL
OF THE MALYSHEVSKY HORIZON OF A BEREGOVOE OIL
AND GAS CONDENSATE FIELD AND ITS PRACTICAL APPLICATIONS**

**¹Gorbunov P.A., ¹Lebedev M.V., ¹Yanevits R.B., ¹Fischenko A.N., ¹Arkhipov A.V.,
¹Velikikh A.V., ¹Aflyatonova A.R., ¹Sakhipova Zh.A., ¹Berdysheva T.V., ²Dorokhov A.R.**

¹LLC Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, e-mail: pagorbunov@tinn.rosneft.ru;

²JSC Sibneftegaz, Novy Urengoy

Unique hydrocarbons formations have been discovered within the northern part of Western Siberia (YNAO territory). The main oil and gas objects are located in the Cretaceous interval of the section and are being successfully developed. As the degree of depletion of reserves in these reservoirs increases, the deeper Middle Jurassic oil and gas deposits become new point of interest. These horizons, as a rule, are characterized by a complex geological structure and are penetrated by a small number of wells. To build their geological models (in order to provide successful solution of exploration problems), it is necessary to apply a geosystem approach. Within the geosystem approach, sedimentary formations are considered as products of the development of ancient geosystems. It is implemented by combining the data of core material, well logging and seismic surveys, taking into account a priori ideas about modern geological processes and sedimentation conditions. The most scientifically developed version of the geosystem approach today is the sequence stratigraphy. The presented article is devoted to the results of sequence-stratigraphic modeling of the YuG₂-YUG₄ formations of the Beregovoye oil and gas condensate field, located within the northeastern part of the Purovsky district of the Yamalo-Nenets Autonomous District. The article presents the results of combining a wide range of studies aimed at identifying zones of reservoir development, which should be considered as priority objects for further exploration. The study proves that the reliability of facies forecast, as the main unit of modeling, for seismic attributes is higher than the reliability of the forecast of the net-to-gross ratio, which is explained by the geosystemic nature of facies.

Keywords: facies analysis, lithology, seismic, well logging, sequence stratigraphy, core, hydrocarbons

Нефтеносные пласты ЮГ₂ – ЮГ₄ Берегового НГКМ входят в состав малышевского горизонта тюменской свиты среднеюрского возраста и являются самым нижним доказанным этажом продуктивности этого месторождения. Пласты данной группы вскрыты отно-

сительно небольшим количеством скважин (14 шт.), по пяти из которых имеется kernовый материал (общий вынос керна составил 241 м). Кроме того, в пределах Берегового НГКМ выполнены сейсморазведочные работы МОГТ 3D объемом чуть больше 1100 км².

Пласты ЮГ₂ – ЮГ₄ характеризуются сложным геологическим строением, поэтому для построения их геологических был применен геосистемный подход, реализуемый путем комплексирования данных ядерного материала, геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсморазведки (СРР) с учетом априорных представлений о современных процессах и обстановках седиментации. Наиболее научно развитой версией геосистемного подхода в настоящее время является секвенс-стратиграфия, положения которой широко использовались при моделировании.

Главная цель исследования – построение комплексной геологической модели, которая позволяет прогнозировать свойства среднеюрский отложений и выделять наиболее перспективные потенциально нефтегазоносные части резервуара. Данная цель достигалась при решении следующих задач:

- построение секвенс-стратиграфического каркаса объекта исследования;
- проведение детального литолого-фациального анализа ядра скважин, построение концептуальных литолого-фациальных моделей секвенсов;
- выделение фаций в разрезах скважин, не охарактеризованных ядром (при помощи использования нейросетевого алгоритма) по данным ГИС;
- проведение сейсмофациального анализа, качественная и количественная интерпретация его результатов на основе концептуальных литолого-фациальных моделей.

Материалы и методы исследования

Основными стратиграфическими границами, на которые опирается корреляция исследуемого интервала, являются кровля пласта ЮГ₂ и подошва пласта ЮГ₄, которые однозначно прослеживаются в геологическом разрезе. Кровля пласта ЮГ₂ ассоциируется с кровлей тюменской свиты (и кровлей мальшевского горизонта) и уверенно отбивается по электрическим (БК) и радиоактивным (ГК) методам. Подошва пласта ЮГ₄ является подошвой мальшевского горизонта – стратиграфической границей событийного обоснования, сформированной в результате падения относительного уровня моря в начале позднеюрского времени и последовавшего за этим опесчанивания разреза.

Согласно данным региональной палеогеографии исследуемые отложения образовывались в континентальных и переходных условиях [1], в которых границы секвенсов

приурочены к определенным геологическим событиям – резким падениям относительного уровня моря (ОУМ).

После выполнения увязки местной стратиграфической шкалы [2] с кривой глобальных колебаний уровня моря по Б. Хаку [3] авторами было установлено, что в рассматриваемом районе изменения строения объекта исследования подчинены глобальной цикличности. По данным Б. Хака во временном интервале, соответствующем мальшевскому горизонту, произошло 3 полных и 1 неполный цикл колебания абсолютного уровня моря третьего порядка. Начало каждого цикла начинается с глобального падения уровня моря. При соответствующем сочетании тектоники и эвстатики эти события приводят к формированию в осадочных разрезах стратиграфических несогласий – границ секвенсов соответствующего иерархического уровня (рис. 1).

Разрез типичного секвенса, сформированного в субконтинентальных условиях прибрежной равнины, имеет следующее строение [4]:

– Нижний системный тракт LST является базальным членом секвенсов, представляет собой покров преимущественно песчаных отложений аллювиального и (или) приливно-отливного генезиса. LST включают в себя основные резервуары района работ.

– Трансгрессивный системный тракт TST находится в средней части секвенсов, вероятно, он может характеризоваться повышенной углистостью, включать озерные, дельтовые и мелководноморские образования. Резервуары в его составе встречаются спорадически.

– Верхний системный тракт HST – терминальный член секвенсов, представляет собой углисто-глинистые образования прибрежных равнин иногда с разобщенными песчаными телами аллювиального и приливно-отливного генезиса.

Изложенные представления об особенностях строения секвенсов были положены в основу их выделения в разрезе скважин [5–7]. Суть методики заключается в следующем. Генезис субконтинентальных секвенсов можно представить как результат взаимодействия двух факторов, которые условно названы «региональным» и «случайным». Региональный фактор – это квазициклические колебания относительного уровня моря. Случайный фактор – это автоколебания аллювиальных и приливно-отливных систем. Очевидно, что случайный фактор может полностью «затушевывать» региональный.

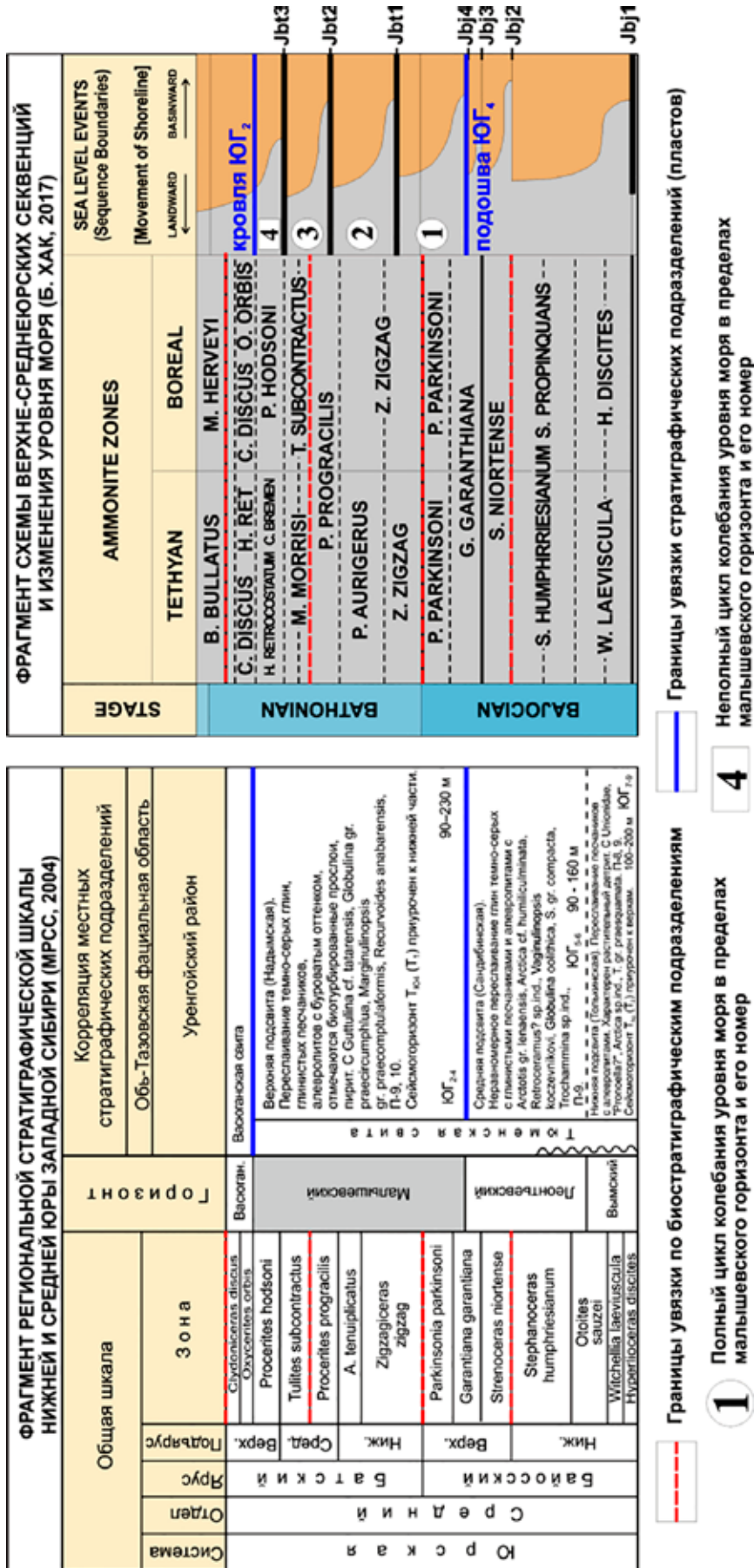


Рис. 1. Фрагмент стратиграфической схемы верхне-среднеюрских отложений Западной Сибири [2], увязанный со схемой изменения уровня моря [3], с нанесенными стратиграфическими границами объекта исследования

Поэтому для выявления регионально-го фактора был использован методический прием, идея которого была заимствована из сейсморазведки: сейсмические трассы в сейсмограмме сначала выравниваются посредством ввода разнообразных поправок, а затем суммируются с целью подавления помех и усиления сигнала. По аналогии с сейсмотрассами в рамках исследования аналогичным образом были обработаны каротажные диаграммы двойного разностного параметра гамма-каротажа ($\Delta J\gamma$) в интервале малышевского горизонта:

- сначала они были отредактированы из-за наличия углей – последние заменены на глинистые отложения;
- затем кривые $\Delta J\gamma$ были приведены к единой мощности, подискретно суммированы и нормированы.

Результирующая кривая приведена на рис. 2.

Как уже упоминалось ранее, временной интервал малышевского горизонта включает три полных цикла колебания уровня моря и один неполный цикл, выделяемый в его прикровельной части. Эти данные были учтены при интерпретации интегральной кривой $\Delta J\gamma$. При анализе интегральной кривой $\Delta J\gamma$ также было установлено, что в интервале малышевского горизонта можно выделить секвенсы более высокого 4 порядка. Всего в результате интерпретации интегральной кривой $\Delta J\gamma$ авторами было выделено (рис. 2):

- 4 секвентные границы третьего порядка (R0, R1, R2, R3);
- 3 секвентные границы четвертого порядка (R0-1, R1-2, R2-3).

Так как над границей секвенсы залегают песчаные тела, а под ней располагаются углисто-глинистые отложения, то каждая из выделенных секвентных границ может быть интерпретирована как подошва пласта. Так как в ходе корреляции было выделено 7 секвентных границ (третьего и четвертого порядков), то интервал малышевского горизонта может быть разделен на 7 самостоятельных пластов.

Исторически на Береговом месторождении в интервале малышевского горизонта выделяются два пласта – ЮГ₂ и ЮГ₄. Секвенс-стратиграфический подход позволил обоснованно разделить пласты ЮГ₂ и ЮГ₄ на две части (пласты ЮГ₂¹ – ЮГ₂² и ЮГ₄¹ – ЮГ₄² соответственно) и выделить три дополнительных пласта между ними (пласты ЮГ₃¹, ЮГ₃² и ЮГ₃³) (рис. 3).

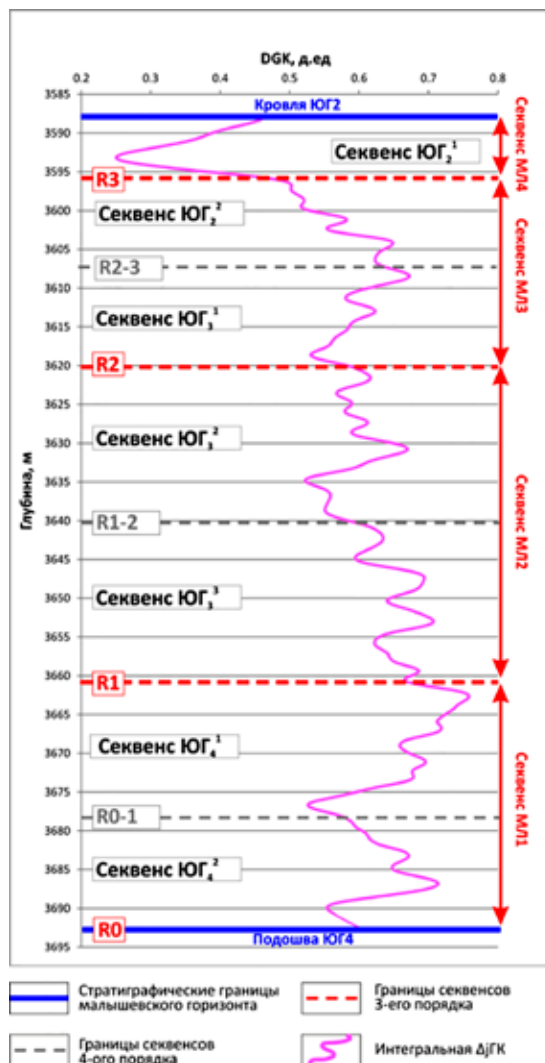


Рис. 2. Интегральная кривая $\Delta J\gamma$ малышевского горизонта Берегового НГКМ с выделенными границами секвенс

Детальный литолого-фациальный анализ керна скважин.

Построение концептуальной литолого-фациальной модели объекта

После построения секвенс-стратиграфического каркаса был выполнен детальный седиментологический анализ керна с целью определения обстановок осадконакопления исследуемых отложений и подбора адекватной концептуальной модели.

На основании изучения литологического состава пород отобранного керна установлено, что формирование нижней части малышевского горизонта происходило в континентальных обстановках осадконакопления в условиях низменной (сильно пенеппенизированной) аллювиальной равнины с речными каналами меандрирующего типа и хорошо развитой пойменной долиной.

Определение обстановок осадконакопления на керне выполнялось в форме выделения фаций – геологических тел, сформировавшихся в определенной физико-географической среде и характеризующихся особенными литологическими и фильтрационно-емкостными свойствами [11].

В ходе литологического описания керна было выделено 26 фаций, приуроченных к континентальным, прибрежно-континентальным, прибрежно-морским и мелко-

водно-морским фаціальным комплексам. Мощность описанных фаций изменяется от первых сантиметров до метров. При этом:

- с одной стороны, высокая степень детальности выделения фаций является залогом корректности интерпретации их седиментационных обстановок;
- с другой стороны, последующий переход при геологическом моделировании в масштабы ГИС и сейсморазведки требует их укрупнения.

Таблица 1

Фации, выделенные по результатам описания керна, и макрофации, полученные на основе их укрупнения

Комплекс фаций	Фация	Индекс фации	Макрофация	Индекс макроф.
Мелководно-морской	Шельф	Shlf	Глинистые отложения шельфа	SHLF
	Нижняя часть внутреннего шельфа	LOF	Морские алевритовые отложения	SAL
	Верхняя часть внутреннего шельфа	UOF		
	Транзитная (переходная) зона	TZ		
	Трансгрессивный слой	TL		
Прибрежно-морской	Дистальная часть продельтового склона	DPD	Дельтовые алевритовые отложения	DAL
	Проксимальная часть продельтового склона дельты	PPD		
	Дистальная часть фронта дельты	DDF	Дельтовые песчаные отложения	DS
	Проксимальная часть фронта дельты	PDF		
	Центральная часть залива	CB	Алеврито-глинистые отложения залива	BAL
	Прибрежная часть залива	BayM		
	Продельта дельты головной части залива	BHD/PD		
	Дельта головной части залива	BHD	Песчаные отложения залива	BS
Прибрежно-континентальный	Марш	M	Отложения болот	SW
	Илистая приливно-отливная отмель	MTF	Смешанные алеврито-глинистые отложения приливно-отливной отмели	ShAL
	Субаквальный намывной вал	SL		
	Смеш. песч.-илистая приливно-отливная отмель	MSTF		
	Песчаная приливно-отливная отмель	STF	Пески разливов	FS
	Ручей со смеш. влиян. речных и прилив.-отлив. проц.	TFCr		
	Речн. канал с влиянием прилив.-отлив. проц.	FCt	Песчаные речные русла	ChS
Континентальный	Болото	SW	Отложения болот	SW
	Пойма	FP	Смешанные алеврито-глинистые континентальные отложения	CAL
	Прирусловой вал	NL		
	Конус выноса промоины	CS	Пески разливов	FS
	Канал выноса промоины	CC		
	Речное русло	FC		

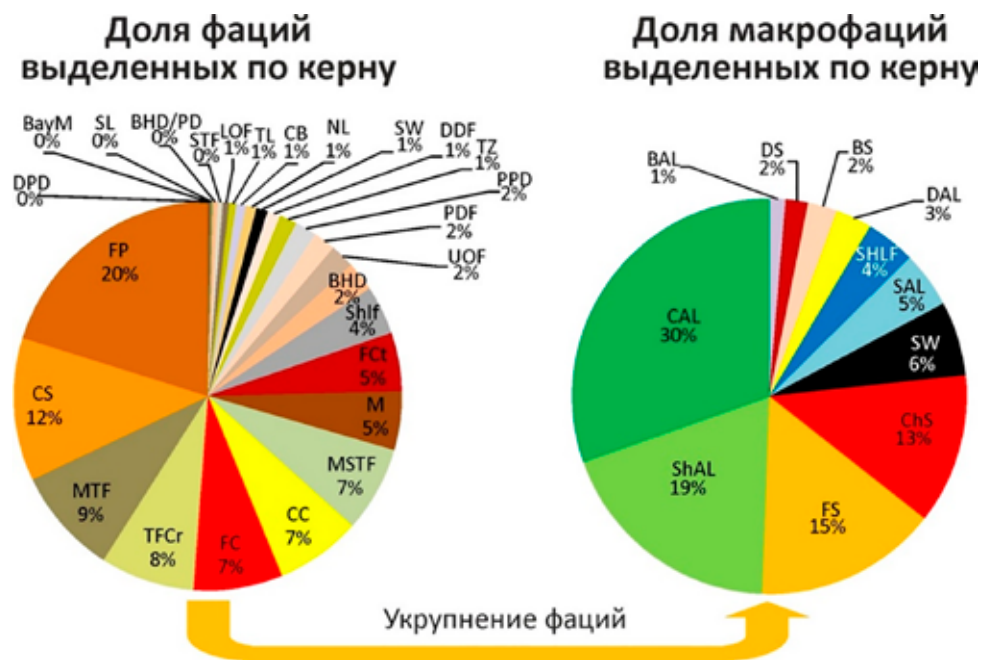


Рис. 5. Диаграмма распределения фаций и макрофаций (расшифровка индексов фаций представлена в табл. 1)

Поэтому на основании генетических, морфологических, литологических и геофизических свойств изначально выделенные по керну 26 фаций были укрупнены до 11 макрофаций, которые соответствуют обособленным палеогеографическим зонам и могут быть реализованы в геологических моделях.

Всего были выделены следующие макрофации – глинистые отложения шельфа, морские алевритовые отложения, дельтовые алевритовые отложения, дельтовые песчаные отложения, алеврито-глинистые отложения залива, песчаные отложения залива, отложения болот, смешанные алеврито-глинистые отложения приливно-отливной отмели, смешанные алеврито-глинистые континентальные отложения, пески разливов и песчаные речные русла.

Выделенные по результатам анализа керна фации и макрофации представлены в табл. 1. На рис. 5 представлены круговые диаграммы, иллюстрирующие, как произошло перераспределение фаций в результате их укрупнения.

Выделение фаций в скважинах, не охарактеризованных керном

Для корректного построения фациальной модели необходимо иметь сведения о фациальном строении исследуемого разреза в каждой скважине. Как правило, объема керна, отбираемого в скважинах, недоста-

точно для решения данной задачи. Поэтому для того чтобы построить комплексную фациальную модель, необходимо распространить фации, выделенные в пределах интервалов скважин, охарактеризованных керном, на весь остальной скважинный фонд, где присутствуют только данные ГИС.

Для решения данной задачи применялся нейросетевой прогноз. Прогнозирование фациальных обстановок в интервалах отсутствия отбора керна выполнялось в модуле MLP-классификатор ПО TechLog (Schlumberger), основанном на технологии многослойного перцептрона – нелинейного регрессивного статистического метода. Обучение нейросети проходило по пяти керновым скважинам. В качестве входных данных ГИС для фациального моделирования были выбраны кривые двойного разностного параметра гамма-каротажа (DGK), водородосодержания (TNPH), акустического (DTP) и плотностного (RHOB) методов.

При выполнении первой итерации нейросетевого прогноза сходимость рассчитанных макрофаций с фактическими данными составила 60%. Столь низкое качество прогнозирования обусловлено тем, что многие макрофации в поле параметров ГИС практически неотличимы друг от друга и разделяются только на основании своего положения в разрезе или характера изменения их мощностей.

Таблица 2

Принцип укрупнения макрофаций в блоки

Макрофация	Индекс макроф.	Стратиграфическая приуроченность	Блок макрофаций	Индекс блока
Глинистые отложения шельфа	SHLF	Васюганская свита	Глинистые отложения шельфа	SHLF
Морские алевритовые отложения	SAL	ЮГ ₂ ¹ (верхняя часть)	Алевритовые субаквальные отложения	SeaAl
Дельтовые алевритовые отложения	DAL	ЮГ ₂ ¹ (нижняя часть)		
Дельтовые песчаные отложения	DS	ЮГ ₂ ¹	Дельтовые песчаные отложения	DelSand
Песчаные отложения залива	BS	ЮГ ₂ ²		
Алеврито-глинистые отложения залива	BAL	ЮГ ₂ ²	Смешанные преимущественно глинистые отложения	MIX
Смеш. алевр.-глин. отложения приливно-отливной отмели	ShAL	ЮГ ₂ ² – ЮГ ₃ ¹		
Смеш. алевр.-глин. континентальные отложения	CAL	ЮГ ₃ ² – ЮГ ₄ ²		
Отложения болот	SW	ЮГ ₂ ² – ЮГ ₄ ²	Отложения болот	SW
Пески разливов	FS	ЮГ ₂ ² – ЮГ ₄ ²	Песчаные аллювиальные отложения	AlSand
Песчаные речные русла	ChS			

Например, макрофация континентальных смешанных алеврито-глинистых отложений и макрофация смешанных отложений приливно-отливной отмели имеют идентичные признаки по ГИС, но отличаются положением в стратиграфическом разрезе малышевского горизонта:

- субконтинентальные отложения входят в состав секвенсов ЮГ₃² – ЮГ₄²,
- приливно-отливные – состав секвенсов ЮГ₂² – ЮГ₃¹.

Макрофации русел и песков разлива также имеют сходные показания по ГИС, но отличаются по своей мощности: макрофации русел имеют значительно большую мощность, чем отложения песков разлива.

Поэтому для того чтобы повысить достоверность прогноза, авторами был применен следующий технический прием. Макрофации со сходными характеристиками по ГИС, но приуроченные к разным интервалам разреза объединялись между собой в шесть условных «блоков макрофаций» (табл. 2). При прогнозировании «блоков макрофаций» посредством нейросетевого алгоритма сходимость расчетных и фактических керновых данных составила 80,6%. На рис. 6 продемонстрированы результаты работы нейросети.

Полученные при помощи нейросетевого анализа «блоки макрофаций» были распространены на скважины, охарактеризованные только данными ГИС. На заключительном этапе анализа спрогнозирован-

ные по данным ГИС «блоки макрофаций» были обратно трансформированы в макрофации на основе их стратиграфического положения в разрезе (табл. 2) и мощности (рис. 7).

Для осуществления дальнейшего количественного сейсмического прогноза макрофаций в межскважинном пространстве для каждого пласта в каждой скважине были рассчитаны доли содержания всех макрофаций.

Результаты исследования и их обсуждение

Целью сейсмофациального анализа в рассматриваемом случае был прогноз площадного распространения фаций, обладающих наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

Согласно проведенным исследованиям к наиболее перспективным отнесены макрофации дельтовых песков, песчаных разливов, русел и песков разливов (рис. 8).

Для построения фациальных моделей был использован метод мультиатрибутного анализа результатов синхронной детерминистической инверсии 3D сейсмических данных, выполненной для изучаемого интервала. Для прогнозирования в пределах каждого пласта были выбраны фации с наибольшей песчаностью и ФЕС, к которым должны быть приурочены зоны с наибольшими эффективными толщинами.

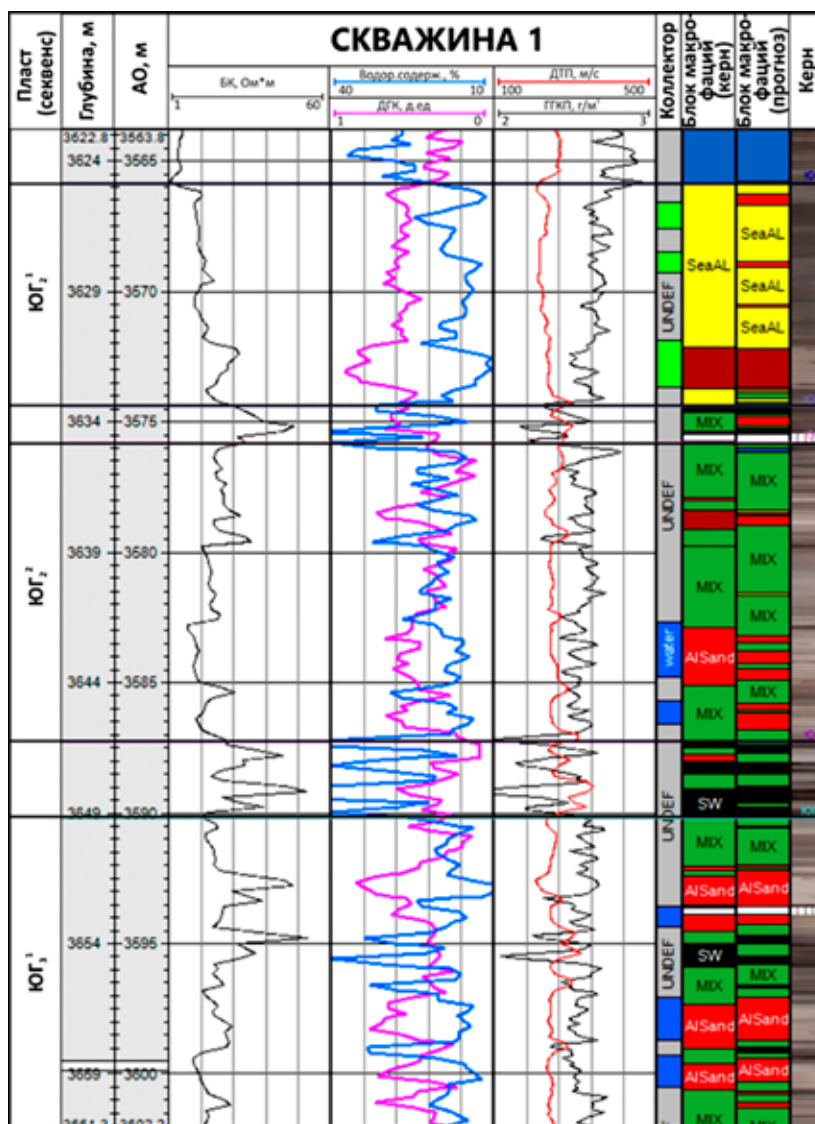


Рис. 6. Сопоставление «блоков макрофаций», выделенных по керну и полученных по результатам работы нейросети

При анализе результатов синхронной инверсии было установлено, что коэффициент корреляции сейсмических данных с долей перспективных фаций в разрезе больше, чем с коэффициентом песчаности. Данное наблюдение позволяет утверждать, что фациальные тела картируются более достовер-

но. Полученный вывод, по мнению авторов, имеет принципиальное значение, поскольку показывает, что фации, как геологические тела, входящие в состав геосистем-секвенсов, оказывают большее влияние на распределение сейсмических атрибутов, чем номинально выделяемые прослои коллекторов.

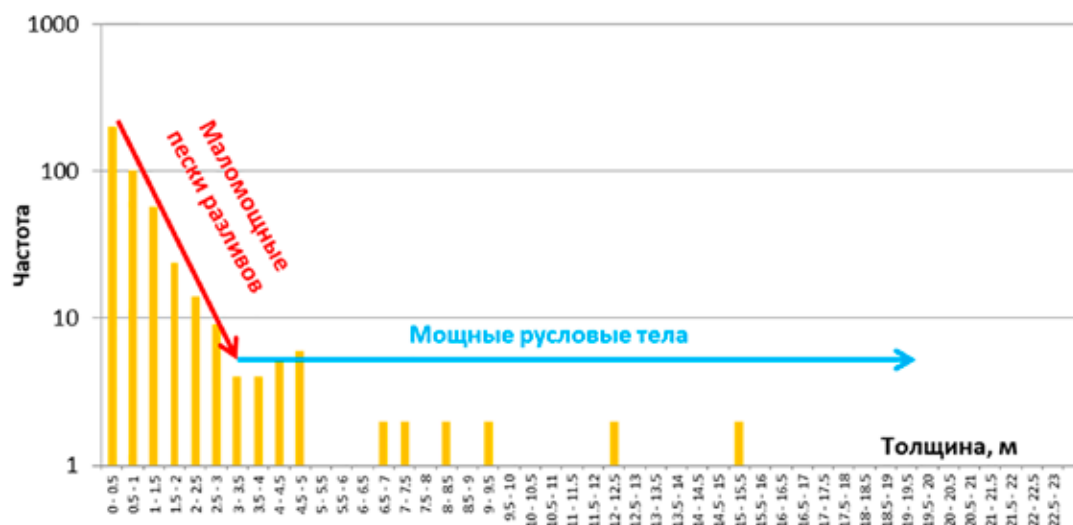


Рис. 7. Гистограмма распределения толщин блока макрофаций песчаных аллювиальных отложений для интервала мальшевского горизонта с выделением по ней самостоятельных мощностных трендов макрофаций русел и песков разлива

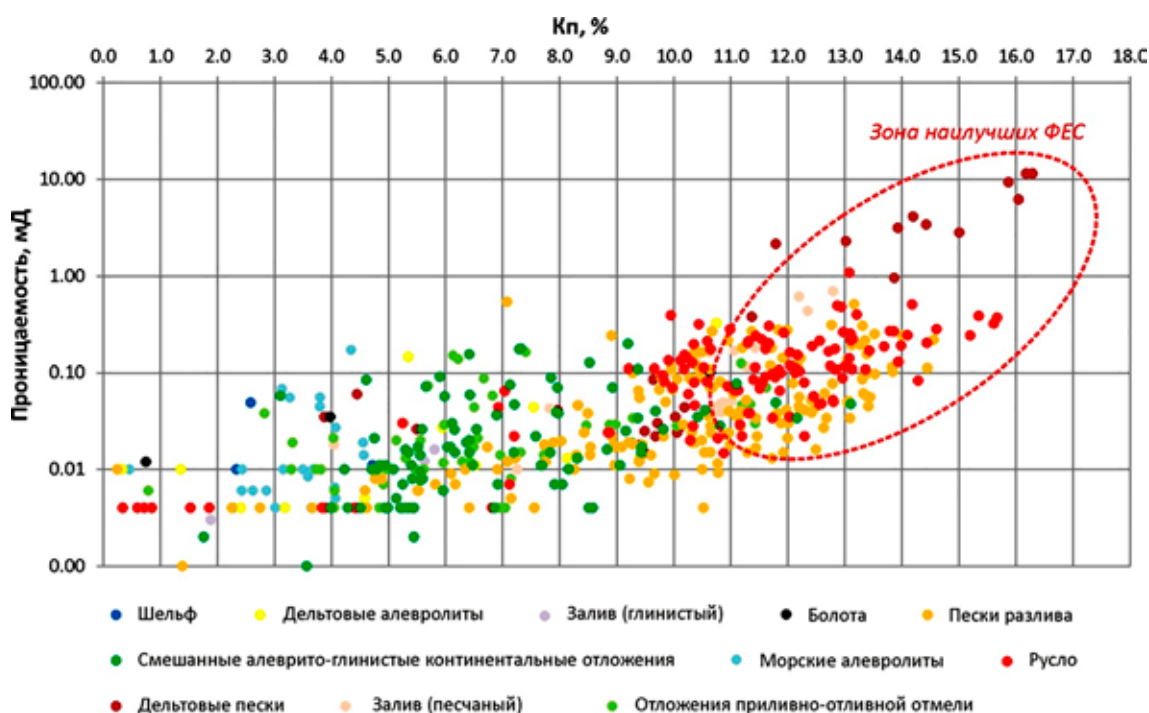


Рис. 8. График зависимости проницаемости от пористости выделенных макрофаций по данным лабораторных исследований ядра

В качестве примера в данной статье приводятся результаты концептуального фациального моделирования пласта ЮГ₃², отложения которого образовались в континентальных условиях аллювиальной рав-

нины. Целевой моделируемой фацией этого пласта, соответственно, является фация русел. В результате моделирования была получена карта, описывающая содержание доли фации русловых отложений в пространстве.

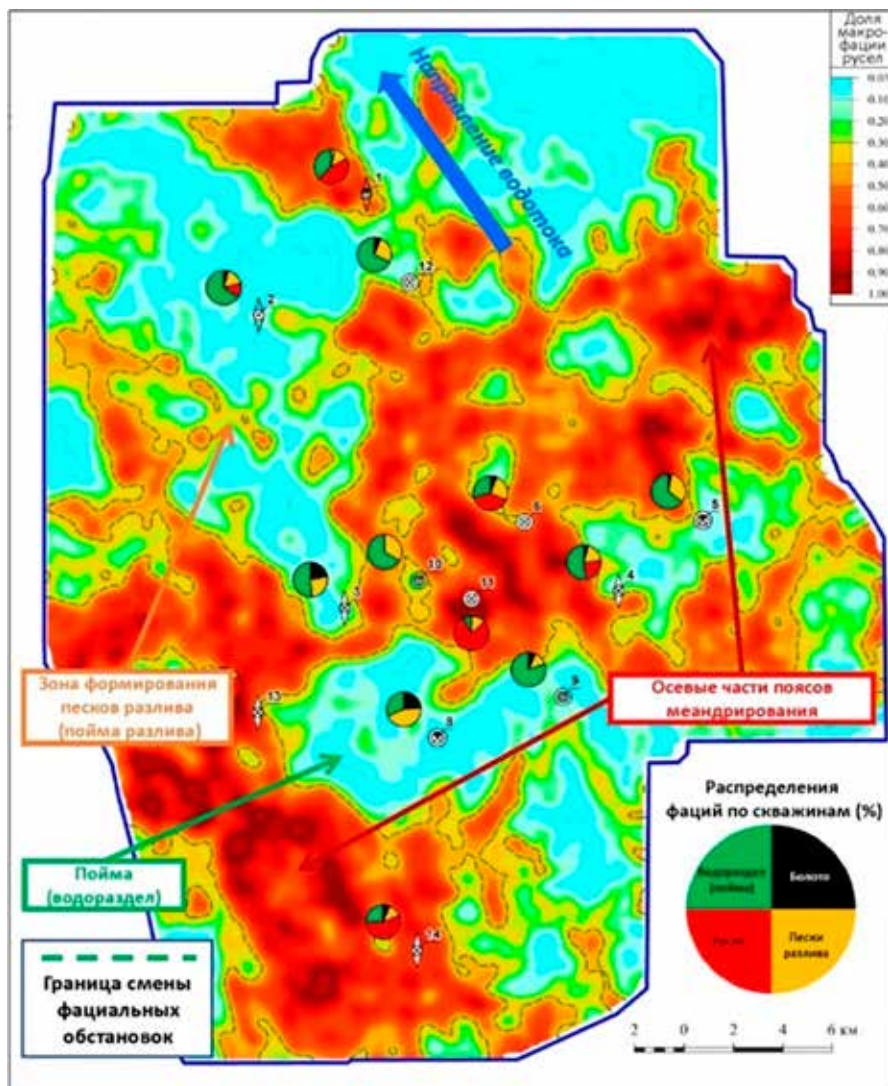


Рис. 9. Фациальная модель пласта ЮГ₃² на основе сейсмического прогноза фации русел

Аллювиальные пояса меандрирования имеют очень сложную фациальную структуру, обусловленную наложением друг на друга песчаных кос, формирующихся в результате развития меандр различных русел в разное время. По результатам сейсмического прогноза в пределах пласта ЮГ₃² можно наблюдать подобную картину. Зоны наиболее выраженных фрагментов аллювиальной системы (места, где прогнозируется повышенное содержание доли русловых отложений) можно рассматривать как зоны повышенной гидродинамической связности резервуаров, разобщенные фациями ближней и дальней поймы (рис. 9).

Полученные результаты в дальнейшем будут уточняться за счет привлечения метода стохастической инверсии волнового поля, ко-

торая должна обеспечить еще более плотную связь скважинных и сейсмических данных.

Заключение

В ходе построения секвенс-стратиграфической модели малышевского горизонта Берегового НГКМ был создан секвенс-стратиграфический каркас объекта, включающий семь секвенсов четвертого порядка. Секвенс-стратиграфический подход позволил обоснованно разделить традиционно выделяемые на Береговом месторождении пласты ЮГ₂ и ЮГ₄ на две части (пласты ЮГ₂¹ – ЮГ₂² и ЮГ₄¹ – ЮГ₄² соответственно) и выделить три дополнительных пласта между ними (пласты ЮГ₃¹, ЮГ₃² и ЮГ₃³).

На основании анализа кернового материала были установлены и описаны фации

изучаемого объекта и установлена их вертикальная последовательность.

Фации, определенные по керну, по данным ГИС при помощи нейросетевого моделирования были распространены на все скважины, вскрывшие исследуемый разрез. При этом была обоснована оптимальная крупность выделенных тел, апробированы алгоритмы последовательного укрупнения и разукрупнения фаций.

Были установлены фации, характеризующиеся наилучшим ФЭС, которые могут рассматриваться как наиболее перспективные резервуары для углеводородов. Результаты синхронной детерминистической инверсии 3D сейсмических данных позволили распространить данные фации в межскважинном пространстве при помощи мультиатрибутного сейсмического анализа. Установлено, что достоверность прогноза фаций по сейсмическим атрибутам выше, чем достоверность прогноза коэффициента песчаности, что объясняется геосистемной природой фаций.

Полученные результаты являются основой для проектирования геологоразведочных работ, а также последующего трехмерного цифрового геологического и гидродинамического моделирования.

Список литературы

1. Конторович А.Э., Конторович В.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. 2013. № 8. С. 972–1012.
2. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2004. 148 с.
3. Haq В.У. Jurassic sea-level variations: a reappraisal. GSA Today. 2017. Vol. 28. No 1.
4. Catuneanu O. Principles of Sequence Stratigraphy. Second Edition. Elsevier, 2022. P. 486.
5. Зундэ Д.А. Методика построения сиквенс-стратиграфической модели покурской свиты // Нефтепромысловое дело. 2015. № 5. С. 54–59.
6. Зундэ Д.А. Разработка методики дифференциации континентальных отложений аллювиального генезиса на примере пластов покурской свиты // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 22–25.
7. Зундэ Д.А. Разработка методики дифференциации континентальных отложений с использованием сиквенс-стратиграфической модели на примере пластов покурской свиты месторождений Западной Сибири. автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 2016. 17 с.
8. Nichols G. Sedimentary and stratigraphy. Chichester: Wiley-Blackwell, 2012. 419 p.
9. Уолкер Р., Джеймс Н. Фациальные модели / Пер. с англ. М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. 916 с.
10. Galloway W.E., Hobday D.K. Terrigenous clastic depositional systems: applications to petroleum, coal, and uranium exploration. New York: Spring – Verlag, 1983.
11. Реддинг Х. Обстановки осадконакопления и фации: в 2 т. / ред.: пер. с англ. М.: Мир, 1990. Т. 1. 351 с. Т. 2. 360 с.