

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.2.44-60>

EDN CHVNEP

УДК 551.86

Опыт моделирования клиноформных отложений на примере уникальных месторождений

Кантемирова Н.А., Смирнова Е.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Model studies of clinoform sediments by example of unique fields

N.A. Kantemirova, E.V. Smirnova

LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

E-mail: NAKantemirova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Приводятся основные характеристики и особенности продуктивных пластов клиноформного строения нескольких уникальных месторождений Сибири. Описываются алгоритмы и подходы, применяемые для геологического моделирования клиноформ. Подчеркивается важность седиментологического анализа на всех стадиях изучения территории для повышения прогнозных качеств модели.

Материалы и методы. Материалы: сейсмическая база данных Самотлорского и Пайяхского месторождений, методические рекомендации по созданию полномасштабных 3Д геологических моделей. Работы БашНИПИ по моделированию и сопровождению разработки Приобского месторождения.

Методы: 3Д геологическое моделирование, сейсмофациальный анализ, построение трендовых карт.

Ключевые слова: геологическая модель, Самотлорское месторождение, Пайяхское месторождение, сейсмофациальный анализ, литофациальный анализ, клиноформные отложения

Для цитирования: Кантемирова Н.А., Смирнова Е.В. Опыт моделирования клиноформных отложений на примере уникальных месторождений // Нефтяная провинция.-2022.-№2(30).-С.44-60. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.2.44-60>. - EDN CHVNEP

Abstract. The paper presents basic characteristics and geological aspects of productive clinoform formations of a number of unique Siberian fields. Geologic modeling algorithms and approaches are described in some detail. Emphasis is made on importance of sedimentological analysis, regardless of exploration maturity, to improve model reliability.

Materials and methods. Materials: seismic data base of Samotlorskoye and Paiyakhskoye fields, recommended practices for creation of full-scale 3D geologic models, scientific papers of BashNIPi related to modeling and support of the Priobskoye field development project.

Methods: 3D geologic modeling, seismic facies analysis, building of trend maps.

Key words: *geologic model, Samotlorskoye field, Paiyakhskoye field, seismic facies analysis, lithofacies analysis, clinoform sediments*

For citation: N.A. Kantemirova, E.V. Smirnova Opyt modelirovaniya klinoformnykh otlozhenij na primere unikal'nykh mestorozhdenij [Model studies of clinoform sediments by example of unique fields]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(30), 2022. pp. 44-60. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.2.44-60>. EDN CHVNEP (in Russian)

Актуальность

Нефтяная промышленность в России является важнейшей частью топливно-энергетического комплекса и приносит самый большой доход в бюджет страны. В последние годы Россия столкнулась с сокращением добычи углеводородов, связанной с выработкой старых месторождений. В текущих реалиях повышается значимость восполнения ресурсной базы за счет открытия и вовлечения новых месторождений. Одним из проектов, направленных на решение таких задач, является проект по изучению нефтегазоносных территорий на севере Красноярского края. [5,6].

Основные перспективы поиска и добычи нефти на севере связаны, в основном, с клиноформными отложениями нижнего мела. В составе клиноформы выделяются три области, в каждой из которых могут быть сконцентрированы запасы углеводородов (Рис. 1):

1. Ундаформа – область накопления и денудации;
2. Ортоформа – область транзита;
3. Фондоформа – область разгрузки, связанная с подножием склона.

Ундаформные отложения приурочены к шельфовой части моря (Рис. 2, см. обозн. 3, индекс типа тела -1). Основной объем ортоформных отложений связан с деятельностью гравитационных потоков, при которой аккумуляция донных осадков происходит на рельефе склона (Рис. 2, см. обозн. 3, индекс типа тела -3). Следовательно, фондоформные отложения

относятся к подводным конусам выноса, которые в свою очередь делятся на дистальную и проксимальную области (Рис. 2, см. обозн. 3, индекс типа тела -4).

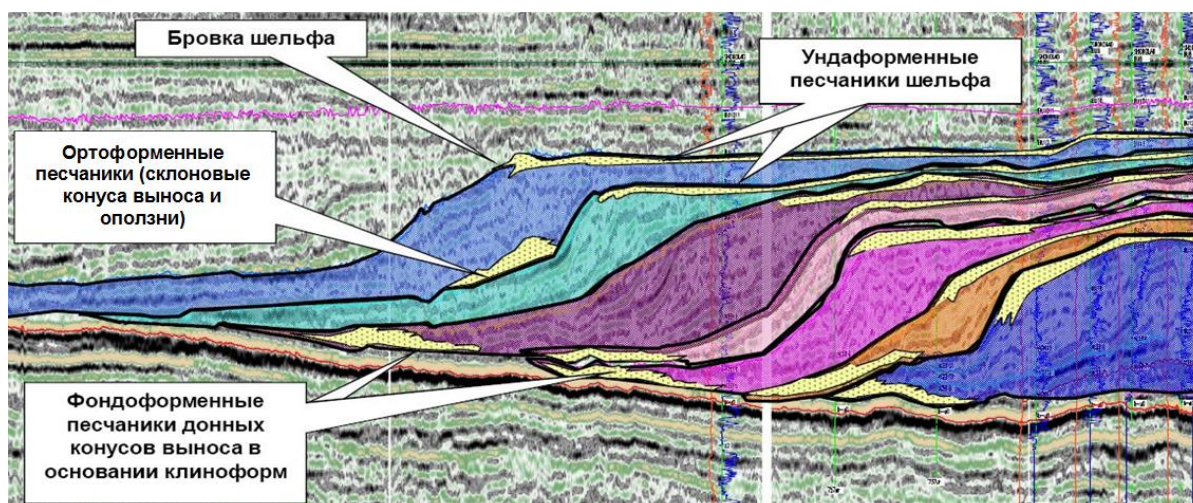


Рис. 1. Концептуальная модель строения клиноформы

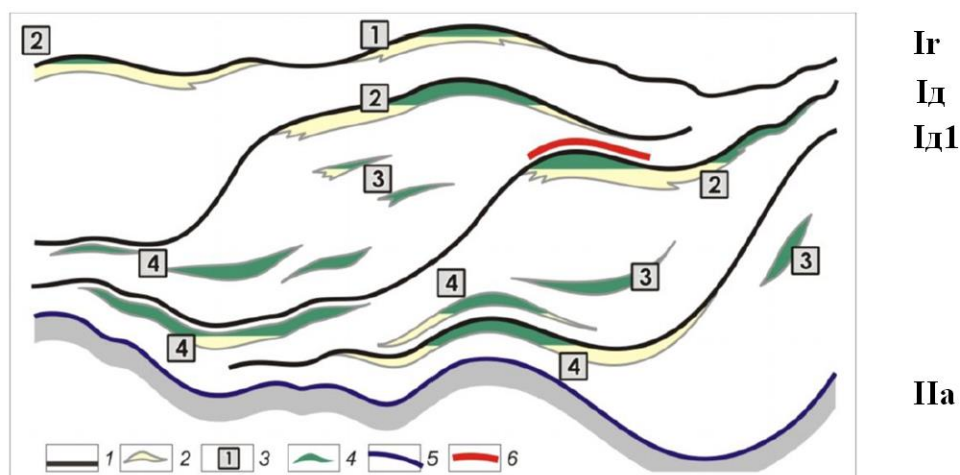


Рис. 2. Схема размещения и типы ловушек углеводородов в клиноформном комплексе Пур-Тазовской нефтегазоносной области Пендомаяхской впадины

Обозначения: 1 – основные отражающие горизонты; 2 – песчаные тела разного генезиса; 3 - индекс типа песчаных тел (цифры в квадратах: 1 – шельфовые; 2 – кромкошельфовые; 3 - склоновые; 4 – фондоформные); 4 – залежи; 5 – отражающий горизонт Па; 6 – «бескорневые» тектоно-седиментационные ловушки.

При имеющихся различиях в свойствах коллекторов, концептуальные модели клиноформных отложений в разных нефтегазоносных районах принципиально не отличаются между собой. Поэтому накопленный опыт изучения и моделирования месторождений центральной части Западно-Сибирской платформы можно тиражировать на северные слабоизученные

территории. Для уникальных месторождений с выявленными и изученными залежами углеводородов в клиноформных отложениях характерно присутствие всех структурных элементов клиноформ благодаря их огромным нефтегазоносным территориям.

Ловушки клиноформных отложений часто имеют литологическое экранирование и сложное внутреннее строение. Наличие таких ловушек выявлено на Самотлорском месторождении в шельфовой части пласта БВ10(1-2) и в фондоформных отложениях пластов группы БВ16-22. К таким ловушкам приурочены залежи пласта БВ10(0) на юго-востоке в шельфовой и на северо-западе в фондоформной частях клиноформы в пределах Самотлорского месторождения, а также часть залежей пластов группы БВ16-22. На севере Сибири к литологически-экранированным ловушкам фондоформной части клиноформ приурочены залежи уникального Пайяхского месторождения [12].

Достоверность результатов интерпретации и сейсмогеологического моделирования клиноформных отложений зависит от сейсмической изученности, количества пробуренных скважин, обоснованности концептуальной модели, а также подбора алгоритмов моделирования и месторождений-аналогов.

Изученность

Высокая степень изученности позволяет провести анализ исследуемых отложений и добиться наилучшей сходимости полученной модели с реальным объектом [7].

На Самотлорском месторождении сейсмическими исследованиями 3Д покрыто около 2000 кв. км лицензионного участка. В основном это периферийная часть территории. Центральная же часть лицензионного участка, а также небольшой участок на северо-востоке покрыты 2Д профилями. Сейсмический материал разнородный, не увязан во временном и ам-

плитудно – частотном диапазоне. Материалы разных сейсмических партий обобщены и увязаны только на уровне структурных построений. Отсутствие 3D сеймики в зоне сноса осадков не позволяет геометризовать клиноформные тела [2]. В данной области элементы клиноформ выделены условно. Нехватка сейсмического материала в центральной части частично компенсируется высокой плотностью скважин.

Пайяхское месторождение находится в стадии геологоразведочных работ. На сегодняшний день сейсмическими исследованиями 3D покрыта шестая часть площади. Погрешность структурных построений в районе 2D сейсморазведочных работ составляет от ± 20 м до ± 35 м, в районе 3D $\pm 5-10$ м.

Концептуальная модель

Одной из важных задач, которую следует выполнить при моделировании изучаемого объекта, является подготовка концептуальной основы, на основе которой создается структурный каркас, фациальная, литологическая и фильтрационно-емкостная модели пласта. При этом важно отметить, что увеличение объема разноуровневой информации способствует повышению качества 3Д геологического моделирования.

Клиноформный комплекс пластов группы БВ10 Самотлорского месторождения достаточно хорошо делится по динамическим характеристикам волновой картины на ундаформу, ортоформу и фондоформу, прослеживаются основные структурные элементы – бровка шельфа и подножие склона.

Коллекторы центральной залежи приуроченной к шельфовой части пласта БВ10(1-2) характеризуются $K_{пр} - 152$ мД, $K_{п} - 0,217$ д. ед., по вышележащему пласту БВ10(0) $K_{пр} - 39$ мД, $K_{п} - 0,21$ д. ед., в ачимовской части пластов БВ10(1-2) и БВ10(0) коллекторы имеют относительно хорошие характеристики ФЕС – $K_{пр} - 28$ мД, $K_{п} - 0,185$ д. ед.

По результатам спектрально-частотной декомпозиции, рассчитанной в интервале залегания пласта, выделяются области транспортировки и конусы выноса, которые условно можно поделить на дистальную и проксимальную части. Особенно четко конусы выноса видны на картах атрибутов (Рис. 3а) [3].

Формирование ачимовской части пласта проходило под влиянием эрозионно-аккумулятивных процессов. В области разгрузки (фондоформа) наблюдается резкое увеличение песчаного материала. На примере пласта БВ1(1-2) Самотлорского месторождения видно, что основная часть транспортируемого осадочного материала осела в наиболее глубокой северной области основания склона, сформировав ачимовские отложения пласта (Рис. 3б) [8].

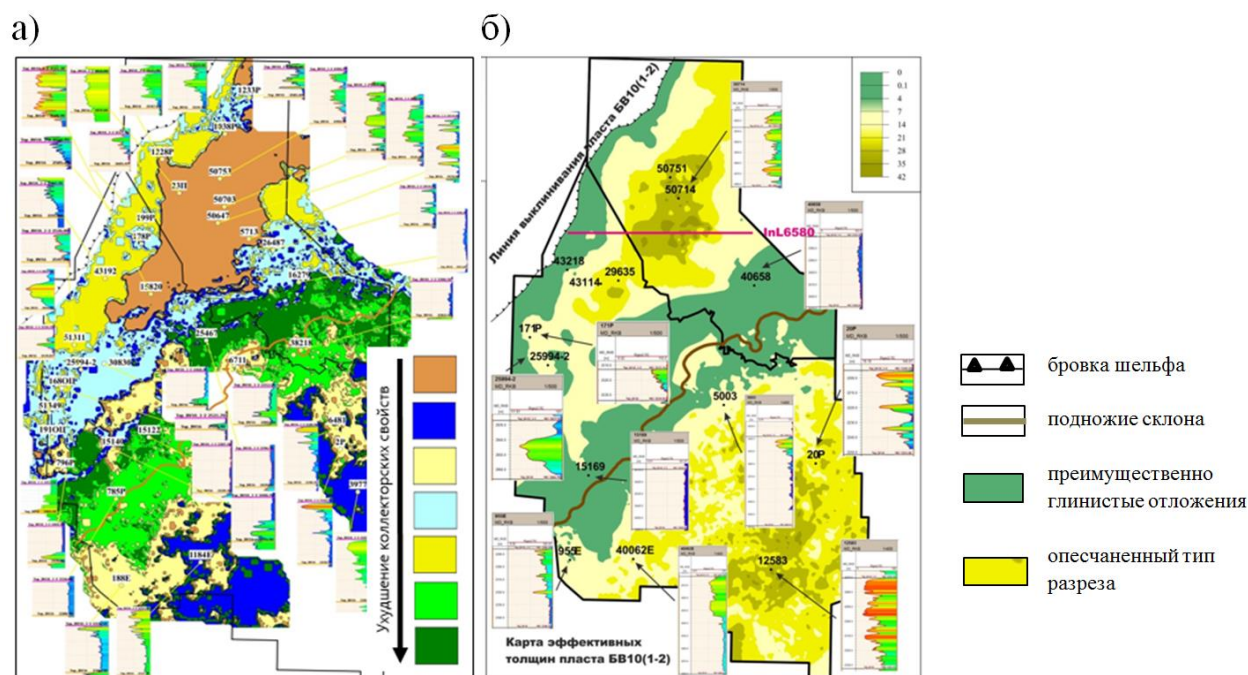


Рис. 3. а) карта сейсмоданных; б) карта Нэфф пласта БВ10(1-2)

Важно отметить, что сейсмофациальный анализ позволяет оконтурить границы основных крупных элементов клиноформы, а также, при высокой степени сейсмической изученности, выделить отдельные фациальные тела – каналы, конусы выноса, баровые тела и пр. При этом важным блоком работ является литофациальный анализ, который позволяет дета-

лизировать и подтвердить результаты сейсмофациального анализа. Чем сложнее строение отложений, тем выше роль литофациального анализа в детализации картины осадконакопления [9].

История разведки и разработки клиноформных отложений пластов группы БВ на Самотлорском месторождении показала, что залежи, в целом, характеризуются относительно хорошими ФЕС и высокой успешностью освоения.

На севере Сибири клиноформные отложения находятся в стадии изучения. В пределах лицензионных участков, приуроченных к Пайяхскому месторождению, выявлены залежи в фондоформных отложениях нижнехетской свиты и ведутся работы по поиску залежей в ундаформе. Фондоформные отложения залегают на глубине 3500 м.

На Пайяхском месторождении сейсмофациальный анализ выполняется с помощью срезов кубов различных сейсмических атрибутов. Результаты атрибутного анализа зависят от процедур, выполненных при увязке разнородных 2d сейсмопрофилей. Литофациальный анализ на Пайяхском месторождении позволит выделить зоны улучшенных ФЕС, что очень важно при дальнейшей эксплуатации месторождения.

Целью сейсмофациального анализа является не просто районирование территории по форме сейсмической записи, а восстановление обстановок осадконакопления и прогноз литофаций по комплексу данных керна, ГИС и сейсморазведки [4].

Породы нижнехетской свиты представлены, в основном, аргиллитами алевритистыми с прослоями алевролитов, в нижней части свиты появляются редкие прослои песчаников. Песчаники представляют собой кварц-полевошпатовые аркозы, алевритовые, серые и светло-серые, средне-мелкозернистые, плотные, средне- и крепко сцементированные породы [13,14].

Седиментологические исследования керна показали, что продуктивные ачимовские пласты нижнехетской свиты (пласты Нх) Пайяхского ме-

сторождения формировались преимущественно благодаря наличию многочисленных подводных каналов. Проведенный анализ позволил выделить отдельные конуса выноса. Причем на Иркинском и Пайяхском лицензионном участках конусы выноса, вероятно, перекрылись между собой, сформировав геологическое тело, вытянутое на значительное расстояние с юго-запада на северо-восток, повторяя границы минибассейна седиментации. На Западно-Иркинском лицензионном участке отмечается наличие конуса выноса, но из-за редкой сети сейсмических профилей прогноз распространения границ конуса условен [10,11].

Отложения Иркинского участка характеризуются более крутым склоном, а также большей глубиной и площадью депоцентра. Песчаные и смешанные песчано-глинистые подводные конусы выноса более вытянуты в отличие от алевроито-глинистых осадков подводных конусов выноса Пайяхского участка, которые характеризуются прерывистостью, более пологим склоном и относительно небольшой глубиной и площадью депоцентра (Рис. 4).

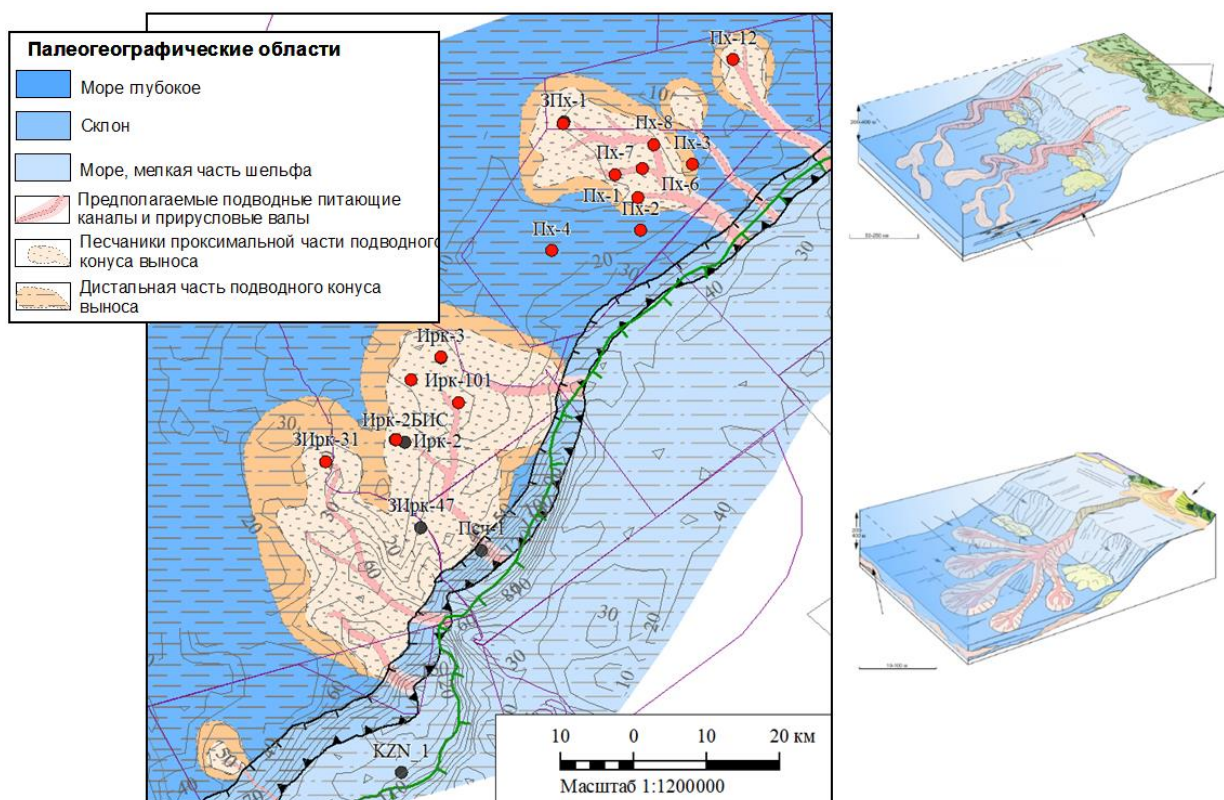


Рис. 4. Концептуальная модель строения Пайяхского месторождения

Вертикальное расчленение сетки структурного каркаса модели

Одной из ключевых задач трехмерного моделирования является обоснование типа нарезки, который должен отражать особенности процессов осадконакопления.

Авторами были протестированы основные методы нарезки для моделирования: непропорциональная и пропорциональная.

При *непропорциональной* нарезке задается постоянная толщина слоя и одна опорная граница (кровля или подошва пласта) от которой будет проводиться нарезка. В результате в зоне снижения стратиграфической мощности пласта граница, не являющаяся опорной, сечет ячейки грида, что приводит к увеличению количества неактивных ячеек.

Связанный коллектор будет расположен вблизи опорной границы, а в противоположной области за счет выклинивания ячеек происходит нарушение гидродинамической связанности коллектора, что препятствует взаимодействию скважин в процессе разработки. Необходимость выбора такой нарезки должна подкрепляться историей разработки и гидродинамическими исследованиями (Рис. 5 а, б).

При экспериментальном моделировании пластов БВ10 на Самотлорском месторождении нарезка каркаса от подошвы, с учетом концепции осадконакопления и палеорельефа привела к излишней разобщенности пропластков коллекторов и невозможности адаптации гидродинамической модели на историю разработки. В итоге для пластов БВ10 и пластов БВ16-22 было принято решение использовать пропорциональную нарезку, которая дала лучшие результаты в ГДМ.

Для *пропорциональной* нарезки задаются две опорные поверхности и количество слоев между ними, следовательно, в любом месте пласт будет разбит на одинаковое число слоев (Рис. 5в). Применение именно этой нарезки целесообразно для клиноформных отложений, но необходимо ограничить минимальную толщину ячеек и применить функцию подсум-

мирования для минимизации количества неактивных ячеек в зоне выклинивания, что значительно сокращает время расчета ГДМ. Данный тип вертикального расчленения сетки позволяет воспроизвести геологическое строение пласта, не нарушая латеральной связанности пропластков в кровельной части пласта (Рис. 5г).

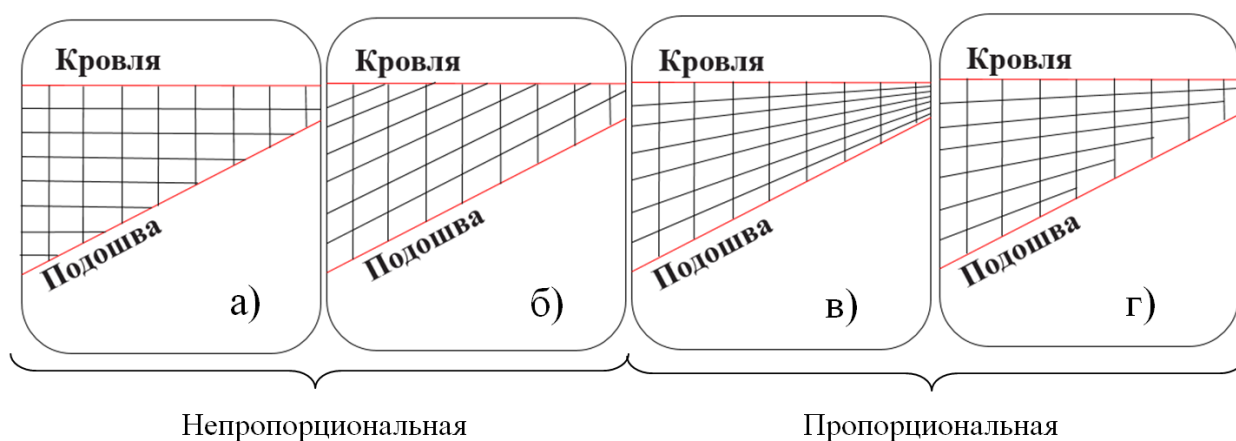


Рис. 5. Типы нарезок: а) непропорциональная нарезка от кровли; б) непропорциональная нарезка от подошвы; в) пропорциональная нарезка без функции подсуммирования; г) пропорциональная нарезка с функцией подсуммирования.

Моделирование литологии

На Самотлорском месторождении моделирование литологии выполнялось в три этапа:

1. Ввиду отсутствия литофациальной модели был создан упрощенный тренд по результатам сейсмофациального анализа. В пределах моделируемых пластов выделены ундаформная, клиноформная и фондоформная области. Все эти зоны отличаются друг от друга по мощности, объему и соотношению песчаной и глинистой частей, а также характером их распределения в объеме пласта. По ГИС выделено 3 петротипа: песчаник, алевролит и глина (неколлектор) (Рис. 6).
2. При моделировании в качестве трендов в каждой фациальной зоне использовались ГСР по петротипам и карты долей петротипов по скважинам индивидуально для каждой зоны. Радиус корреляции определен для

каждого петротипа индивидуально на основе комплексирования результатов вариограммного анализа и концептуальных представлений о распространении петротипов в пределах различных фациальных зон. Опция удаления стохастического шума (noise reduction) была применена со степенью 0,025-0,03, а вот от использования функции smoothing (сглаживание границ геологических тел) отказались, поскольку она увеличивала время расчетов в 1,25 раза [1].

3. Сначала производилось моделирование фоновой обстановки осадконакопления (зона распространения ундаформной части пласта) с индивидуальными настройками, а затем с помощью опции локального обновления в полигоне распространения фондоформной части пласта. Для построения использовался алгоритм indicators simulation, поскольку он способен учитывать большие массивы исходной информации (фонд скважин для моделирования литологии составил 4687 шт.) и при точной подсадке на скважины создавать реалистичные модели распространения коллекторов. Впоследствии из куба петротипов был рассчитан дискретный куб литологии «коллектор – неколлектор».

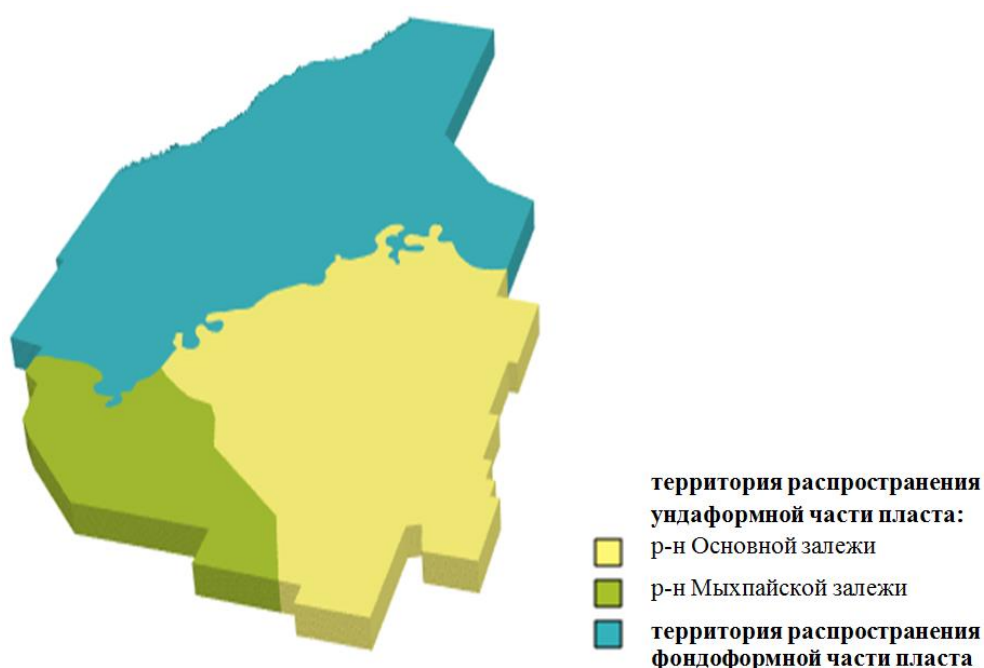


Рис. 6. Упрощенный 3Д сейсмофациальный тренд

Вышеприведенную схему работы рекомендовано использовать для залежей, вскрытых небольшим числом скважин, к таковым относится и Пайяхское месторождение. Данная методика позволяет более точно смоделировать низкую песчанистость в склоновой части, чего не добиться применением просто ГСР в качестве тренда. Это связано с тем, что ГСР контролирует распределение литотипов по разрезу в целом, а трендовая карта долей петротипов позволяет контролировать именно площадное распределение. Участие в моделировании петротипов всего фонда скважин и ГСР снижает потенциальную ошибку распространения обстановки осадконакопления, а использование фациального тренда при расчете куба литологии и ФЕС улучшает сходимость модели со скважинными данными и прогноз распространения ФЕС в неразбуренных зонах.

Согласно методическим рекомендациям определение рангов моделирования производится по скважинным данным. Самотлорское месторождение характеризуется хорошей разбуренностью и изученностью, поэтому проблем при обоснования радиусов вариограмм не возникало. В отличие от Самотлорского месторождения, коллекторы пластов группы Нх Пайяхского месторождения слабо разбурены и более неоднородны, поэтому в данной ситуации общепринятый методический подход к определению рангов вариограмм может оказаться недостаточно обоснованным.

В связи с этим для Пайяхского месторождения настройки моделирования планируется принять с учетом представления о геологическом строении отложений и проведенном анализе по обоснованию радиусов вариограмм на пластах аналогах Горшковской площади (БашНИПИ), ввиду недостаточности собственных данных для проведения количественной оценки. Горшковская площадь удалена примерно на 1300 км к юго-западу от Пайяхского месторождения и была выбрана в качестве аналога в связи со схожим геологическим строением и ФЕС, но с изученной неоднородностью разреза.

Принципы выбора месторождений - аналогов основаны на оценке обстановок осадконакопления сравниваемых пластов, их физико-химических свойств, геолого-геофизических характеристик, типа коллектора, степени изученности, объему сейсморазведочных работ, количеству проб нефти и кернового материала.

В классической теории конус выноса считается однородным на большой дистанции, однако конусы выноса Горшковской площади отличаются тем, что их накопление происходило со значительно меньшей энергией сноса (угол наклона подстилающей поверхности $\sim 2-3$ град.). Песчаные тела откладывались малыми порциями, классическая для турбидитов последовательность Боума не прослеживается, между телами имеются хорошо различимые глинистые прослои. Прослеживание одного и того же тела между двумя соседними скважинами невозможно (за исключением очень близкорасположенных скважин).

Анализ радиусов корреляции на Горшковской площади показал, что:

- при рангах 500м песчаные тела сливаются в одно большое тело, в результате чего образуется протяженный связанный коллектор, что требует использования дополнительных инструментов при адаптации добычи;
- при меньших рангах (250м) песчаные тела сохраняют распределение в соответствии со скважинной информацией. Наблюдается высокая анизотропия свойств. Меньшие ранги наиболее полно и качественно описывают латеральную неоднородность коллектора, в результате чего при сравнении адаптации забойного давления отпадает необходимость в использовании каких-либо методов адаптации. Одним словом, при использовании меньших рангов вариограмм при моделировании петротипов формируется наиболее реалистичная модель коллектора, которая позволяет достичь лучшей сходимости забойного давления в динамике при минимальных временных затратах (Рис. 7).

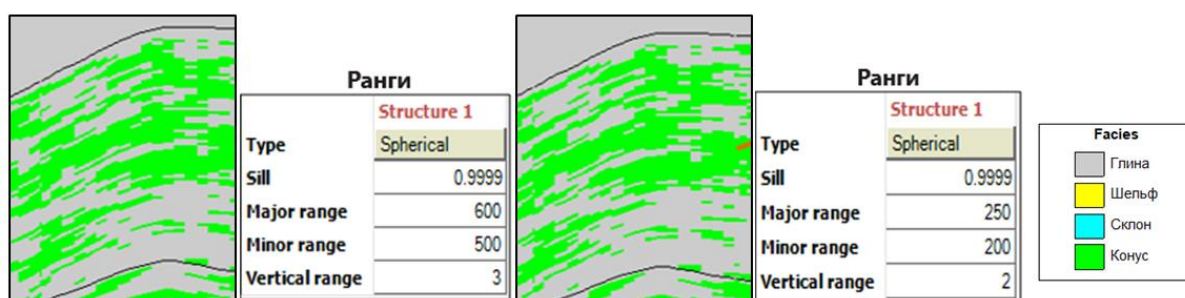


Рис. 7. Анализ радиусов корреляции на Горшковской площади

Таким образом, на начальной стадии изученности месторождения на геологическое моделирование оказывает огромное влияние не только качество и количество исходной информации для создания сейсмofациальной основы, но и выбор алгоритма моделирования, который имеет смысл взять по аналогии с хорошо изученными и разрабатываемыми месторождениями.

Если на хорошо изученном и разбуренном месторождении, типа Самотлорского, геологическая модель будет иметь погрешность порядка 10% по объему нефтенасыщенных пород, то на разведываемом месторождении целесообразно иметь несколько вариантов геологических моделей (P10, P50 и P90), разница между которыми составит гораздо больше 10%.

Выводы:

При геологическом моделировании клиноформных отложений особое внимание нужно уделить работам по созданию сейсмofациальной и литофациальной основ для моделирования.

Детальность лито-фациального и сейсмofациального анализов позволяет воспроизвести более реалистичную картину формирования исследуемых отложений при 3d геологическом моделировании.

На основе седиментологического анализа осуществляется принятие ключевых решений по принципам создания структурного каркаса и алгоритмам моделирования литологии.

Для слабоизученных бурением территорий полезно производить варианты расчета литологии не только по алгоритмам, согласно принятых методических рекомендаций, а также использовать алгоритмы, обоснованные для месторождений аналогов хорошо изученных геолого-геофизическими и промысловыми исследованиями.

Список литературы

1. Белозеров В.Б. Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов. - Томск: ТПУ, Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2011. – 143 с.
2. Брадучан Ю.В., Ясович Г.С., Ушатинский И.Н. Условия формирования мезозойских отложений Нижневартовского нефтегазоносного района. В кн. Геология и нефтегазоносность Нижневартовского района//Тр. ин-та/ЗапСибНИГНИ. – 1974. – Вып. 83. – С. 72-80.
3. Блох Ю.И. Количественная интерпретация гравитационных и магнитных аномалий. Учебное пособие, Москва: МГГА. 1998. – 88 с.
4. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. 3-е изд., перераб. и доп. — Москва: Недра, 1984. — 80 с.
5. Атлас литолого-палеографических карт СССР: [Карты] : в 4-х томах / глав. ред. А.П. Виноградов. - Москва: ГУГК, 1967-1975. - 4 тома (55 л., 68 л., 77 л., 58 л. В отд. папках).
6. Виноградов А. П. Палеогеография СССР. Объяснительная записка к Атласу литолого-палеогеографических карт СССР (в четырех томах). Том 3. Москва: Недра, 1975, 200 с.
7. Региональная геология. Стратиграфия и палеонтология фанерозоя Сибири. Сборник научных трудов / Под ред. И.В. Будникова, В.И. Краснова.- Новосибирск : СНИИГГиМС, 2009-153 с.
8. Шемин Г.Г. Результаты палеотектонического анализа по изучению истории формирования пликтивных структур и ловушек нефти и газа сложнопостроенных районов Сибирской платформы и их научно-практическое значение. Новосибирск: СГГА, Сб. материалов в 4 т. Т.1, 2014. – с. 215-219.
9. Пейтон Ч. Сейсмическая стратиграфия. Москва: МИР, 1982.- в двух частях (т 1 – 375 с, т 2 – 486 с.)
10. Лидер М. Р. Седиментология. Процессы и продукты. Москва: МИР, 1986. – 439 с.
11. Рейнек Г. Э., Сингх И. Б. Обстановки терригенного осадконакопления. Москва: Недра, 1981. – 439 с.
12. Поляков А. А., Ершов А. В. История формирования, геологическое строение и нефтегазоносность кимеридж-валанжинского клиноформного комплекса на северо-востоке Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Москва: МГУ - Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2012. - Том 7, № 2 – С. 4-24.
13. Фациально-палеогеографические реконструкции валанжин-готеривских отложений нижнего мела Гыданского полуострова и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. Н. В. Танинская, В. В. Шиманский, Е. Г. Раевская и т.д. Санкт-Петербург: Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021.-Т16. - №1.- 27 с.

14. Новые данные об условиях формирования резервуаров Пайяхского месторождения и перспективы их нефтеносности на территории нижнеенисейского нефтегазонального района. Е. Н. Климова, Д. С. Кучерявенко, А. А. Поляков. Москва: Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2018. - Т.13. - №1. – 17 с.

References

1. Belozarov V.B. *Lovushki nefti i gaza, modelirovanie zalezhei uglevodorodov* [Hydrocarbon traps, geologic and reservoir modeling]. Tomsk: Professional re-training centre Publ. 2011. 143 p. (in Russian)
2. Braduchan Yu.V., Yasovich G.S., Ushatinskiy I.N. *Usloviya formirovaniya mezozoiskikh otlozheniy Nizhnevartovskogo neftegazonosnogo raiona* [Mesozoic sedimentation environment in Nizhnevartovsk petroleum-bearing region]. Chapter from book *Geologiya i neftegazonosnost Nizhnevartovskogo raiona* [Geology and petroleum potential of Nizhnevartovsk region]. Proc. of ZapSibNIGNI Institute. 1974, Iss. 83. pp. 72-80. (in Russian)
3. Blokh Yu.I. *Kolichestvennaya interpretatsiya gravitatsionnykh i magnitnykh anomalii* [Quantitative interpretation of gravity and magnetic anomalies]. Moscow: Moscow State Mining and Geology Academy Publ. 1998. 88 p. (in Russian)
4. Neiman V.B. *Teoriya i metodika paleotektonicheskogo analiza* [Theoretical and methodological aspects of paleotectonic analysis]. 3rd Ed. Moscow: Nedra Publ. 1984. 80 p. (in Russian)
5. Atlas of lithological-paleographic maps of USSR. Chief Editor: Vinogradov A.P. Moscow: Chief Directorate for Geodesy and Mapping. 1967-1975. 4 Volumes (separate files).
6. Vinogradov A.P. Paleography of USSR. Explanatory note to Atlas of lithological-paleographic maps of USSR. Vol. 3. Moscow: Nedra Publ. 1975, 200 p. (in Russian)
7. *Regionalnaya geologiya. Stratigrafiya i paleontologiya fanerozoia Sibiri* [Regional geology. Siberian Phanerozoic stratigraphy and paleontology]. Collection of scientific papers edited by Budnikov I.V., Krasnov V.I. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2009. 153 p. (in Russian)
8. Shemin G.G. *Rezultaty paleotektonicheskogo analiza po izucheniyu istorii formirovaniya plikativnykh struktur i lovushek nefti i gaza slozhnopostroennykh raionov Sibirskoi plastformy i ikh nauchno-prakticheskoe znachenie* [Results of paleotectonic analysis to understand depositional history of fold structures and hydrocarbon traps in complex areas of Siberian platform and their scientific and practical value]. Novosibirsk: Proc. of Siberian State Geodesic Academy in 4 volumes. Vol. 1. 2014. pp. 215-219. (in Russian)
9. Payton Ch. Seismic stratigraphy. Moscow: Mir Publ. 1982, in 2 volumes (Vol. 1. 375 p., Vol. 2. 486 p.) (translated from English)
10. Leeder M.R. Sedimentology. Process and product. Moscow: Mir Publ. 1986. 439 p. (translated from English)
11. Reineck H.-E., Singh I.B. Depositional sedimentary environments. Moscow: Nedra Publ. 1981. 439 p. (translated from English)
12. Polyakov A.A., Ershov A.V. *Istoriya formirovaniya, geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost kimeridzh-valanzhinskogo klinoformnogo kompleksa na severo-vostoke Pur-Tazovskoi neftegazonosnoi oblasti* [Genesis, geological structure and hydrocarbon potential of Kimmeridgian-Valanginian clinoform complex – the north-east part of the Pur-Tazov basin]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies]. 2012, Vol. 7, No. 2. pp. 4-24. (in Russian)
13. Taninskaya N.V., Shimanskiy V.V., Raevskaya E.G., et al. *Fatsialno-*

paleogeograficheskie rekonstruktsii valanzhin-goterivskikh otlozheniy nizhnego mela Gydanskogo poluostrova i zapadnoi chasti Yenisei-Khatangskogo regionalnogo progiba [Facial paleogeographic reconstructions of the Valanginian-Hauterivian strata belonging to the Lower Cretaceous Gydan peninsula and the western part of the Yenisei-Khatanga regional foredeep]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies]. 2021, Vol. 16, No. 1. p. 27. (in Russian)

14. Klimova E.N., Kucheryavenko D.S., Polyakov A.A. *Novye dannye ob usloviyakh formirovaniya rezervuarov Paiyahskogo mestorozhdeniya i perspektivy ikh neftenosnosti na territorii nizhneeniseiskogo neftegazonosnogo raiona* [New data about the reservoir genesis in Pay-Yakha petroleum field and perspectives of their oil potential relating to lower Yenisei province]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika* [Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies]. 2018, Vol. 13, No. 1. p. 17. (in Russian)

Сведения об авторах

Кантемирова Наталья Александровна, главный специалист проекта УГРМ Ямал, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: NAKantemirova@tnnc.rosneft.ru

Смирнова Елена Витальевна, главный инженер проекта УГРМ Ямал, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: EVSmirnova2@tnnc.rosneft.ru

Authors

N.A. Kantemirova, Yamal Project Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: NAKantemirova@tnnc.rosneft.ru

E.V. Smirnova, Yamal Project Chief Engineer, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: EVSmirnova2@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 04.05.2022
Принята к публикации 18.06.2022
Опубликована 30.06.2022