

Учет особенностей геологического строения континентальных отложений при построении трехмерной геологической модели

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10048

Т.А. Алексеева
главный специалист¹
taalekseeva2@tncn.rosneft.ru

Я.А. Мирясова
старший менеджер¹
yamiryasova@tncn.rosneft.ru

Э. Моралес
геолог²
EMorales@vz.rosneft.ru

Я. Перес
сейсмик²
YPerez@vz.rosneft.ru

С. Андраде
петрофизик²
SAndrade@vz.rosneft.ru

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
Тюмень, Россия

²Petrolera RN LTD, Каракас, Венесуэла

Данная статья описывает итоги деятельности ПАО «НК «Роснефть» в западной части осадочного бассейна Маракайбо, расположенного в северо-западной части Венесуэлы. В работе представлены два метода создания геологической модели для оптимизации системы заводнения и извлечения остаточных запасов нефти. Предпосылкой к рассмотрению нескольких методов является наличие неопределенности из-за неоднородности литологического разреза и низкого разрешения сейсмической съемки. Рассмотрены входные данные для построения фациальной модели, методы их реализации и анализ результатов. Проанализированы различия в подходах и достоинства и недостатки выбранных методов.

Материалы и методы

Скважинные данные, данные трехмерной сейсморазведки, концептуальная модель.

Ключевые слова

речные обстановки осадконакопления, континентальные отложения, фациальная модель, объектное моделирование

Моделирование генетического ряда фаций, сформированных в континентальных обстановках осадконакопления, связано со сложностью их выделения в разрезе скважин и последующего прогноза в межскважинном пространстве. Существует неопределенность построения фациальной модели и прогноза свойств на исследуемом месторождении ввиду того, что множественные перемешивающиеся речные потоки сложно идентифицировать в сейсмическом поле, выделение электрофаций, по данным ГИС, неоднозначно, а керн описан только в одной скважине в целевом интервале.

Геологический разрез рассматриваемого месторождения сформирован отложениями флювиальных потоков и характеризуется вертикальной и горизонтальной неоднородностью. Выработка запасов достигает 9,7% при текущей обводненности по скважинным данным от 6 до 93%. Для оптимизации разработки необходимо понимание распределения начальных геологических запасов в залежи. В статье рассматриваются варианты моделирования свойств, предложенные специалистами ПАО «НК «Роснефть», в условиях континентальных речных отложений: использование концептуальной модели фаций в качестве двумерного тренда и

объектное моделирование (стохастическое распределение межрусловых баров, каналов) в трехмерном пространстве.

Геологическое строение

Исзуемое нефтяное месторождение расположено в северо-западной части Венесуэлы, входит в лицензионный участок дочернего предприятия ПАО «НК «Роснефть» (рис. 1). В тектоническом отношении месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке в западной части осадочного бассейна Маракайбо, расположенного на северной оконечности Южно-Американской плиты. С запада бассейн обрамляется горной грядой Сьерра-де-Периха, с юга и востока — грядой Кордильера-де-Мерида. Месторождение осложнено тектоническими нарушениями, простирающимися преимущественно с юго-востока на северо-запад. Второстепенные разломы простираются с запада на восток. По типу изучаемая залежь пластовая, приурочена к сводовой части структуры.

Осадочный чехол включает отложения от мелового до голоценового возраста. Основной продуктивный резервуар приурочен к третичным отложениям формации Marcelina. Отложения формации Marcelina делятся на

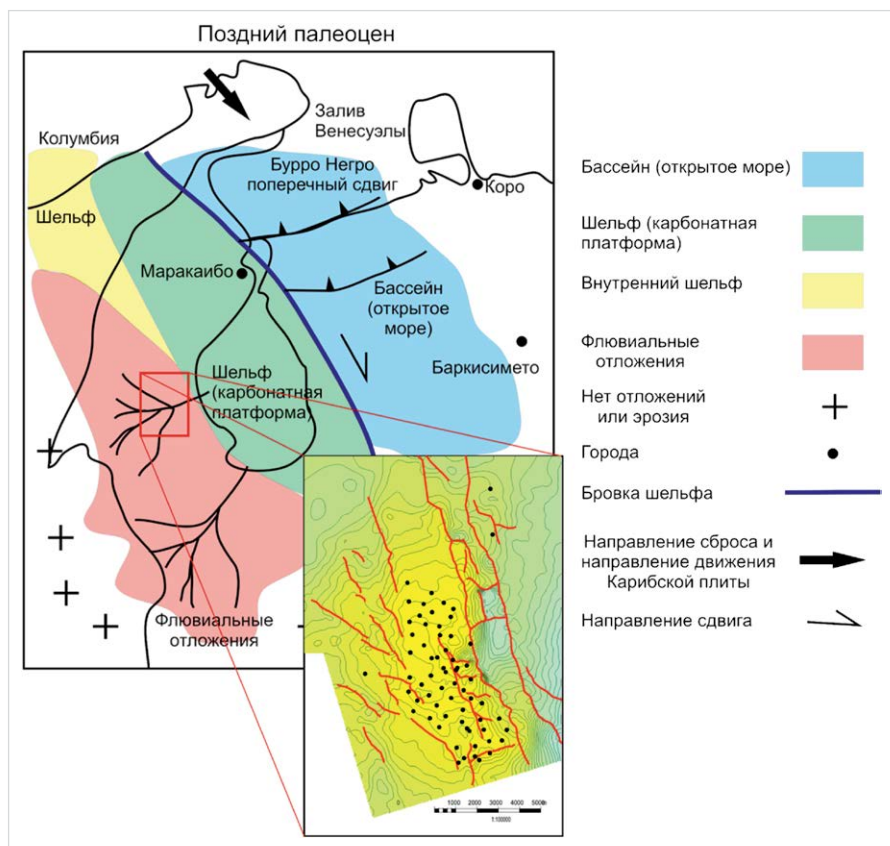


Рис. 1 — Расположение изучаемого месторождения
Fig. 1 — Location of the studied field.

три отдела: верхний (TUM), средний (TMM), нижний (TLM), в пределах каждого из которых выделен нижний и верхний цикл. Формация Marcelina представлена терригенным комплексом осадков субконтинентального генезиса — переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. В нижней части песчаники грубозернистые, сформировавшиеся в условиях широких и активных русел с высокой энергией потока. Вверх по разрезу размеры зерен песчаного материала постепенно уменьшаются. В средней части формации выделяется глинисто-алевролитовая пачка. В целом для формации характерны обстановки русел со слабой извилистостью. В верхней части разреза встречаются отдельные пропластки углей.

Породы коллекторы на данном месторождении представлены тремя литотипами: среднезернистые, мелкозернистые и очень мелкозернистые песчаники. В таблице 1 представлены характеристики литотипов. Пористость по керну изменяется от 0,9% до 21,1%, проницаемость лежит в диапазоне от 0,001 мД до 2918 мД. Пористость непосредственно пород-коллекторов варьируется от 10% до 21,1%, при этом, значения выше 19% практически отсутствуют. Минералогический состав коллекторов представлен преимущественно кварцем, с незначительными примесями полевых шпатов, кальцита и доломита.

На месторождении пробурено 76 скважин с записью гамма-каротажа и каротажа потенциала собственной поляризации. Отбор керна произведен в двух скважинах.

Месторождение покрыто сейсмическими работами 3D, частично профилями 2D, расположенными в северной части участка работ.

Месторождение введено в разработку в 1982 г., реализована система ППД. Среднее расстояние между скважинами — 600 м. На текущий момент обводненность достигла 48%. Для оптимизации системы заводнения и извлечения остаточных запасов нефти была создана уточненная геологическая модель.

Концептуальная модель

Согласно седиментологической модели основным источником обломочного материала для изучаемого участка были возвышенности в южной и юго-западной частях осадочного бассейна. Направление сноса — с юго-запада на северо-восток, агенты переноса обломочного материала — постоянные и временные водные потоки. К концу эоцена

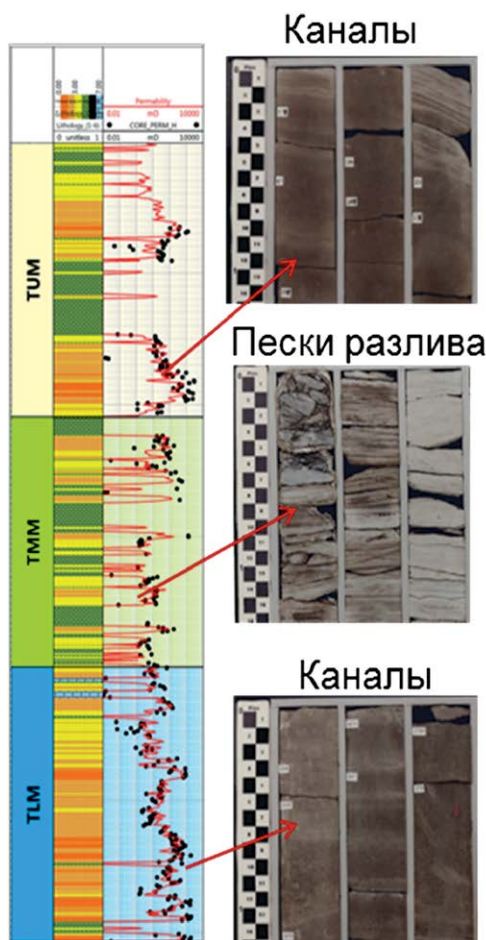
значительная часть бассейна Маракайбо была приподнята и южные и юго-западные территории активно размывались речными потоками (рис. 1).

В северной и северо-восточной частях бассейна Маракайбо была развита мощная дельтовая система. Изучаемый участок находился на территории транзитного переноса обломков, поэтому для него характерны речные обстановки осадконакопления. Это подтверждается керновым материалом и седиментологическими описаниями, выполненными предыдущими исследователями [1, 2]. В скважине №1, согласно седиментологическому описанию, выделено 5 типов обстановок (таб. 2). Основные фациальные обстановки увязаны с керновыми данными и прослежены по данным ГИС (рис. 2).

Для реконструкции фациальной обстановки проанализирован весь комплекс доступной информации: карты общих толщин,

Тип	Интервал пористости, %	Средняя пористость, %	Интервал проницаемости, мД	Средняя проницаемость, мД
Песчаник среднезернистый	15,9-21,1	16,5	Свыше 200	636
Песчаник мелкозернистый	12,3-15,9	13,9	10-200	56
Песчаник очень мелкозернистый	10-12,3	11	1-10	3

Таб. 1 — Литотипы и их свойства, определенные по керну
Tab.1 — Lithotypes and its properties defined by core data



Распределение литотипов по ГИС	Обстановка	Мощность толщи, футы
	Пески разлива	14,3
Не определена	Пойма	1
	Каналы	70
	Прирусловой бар	210,9
	Каналы разветвленных рек	172,5
	Фоновая фация	Не определена

Таб. 2 — Обстановки осадконакопления, выделенные по керну скважины №1
Tab.2 — Environments defined by the core of well №1

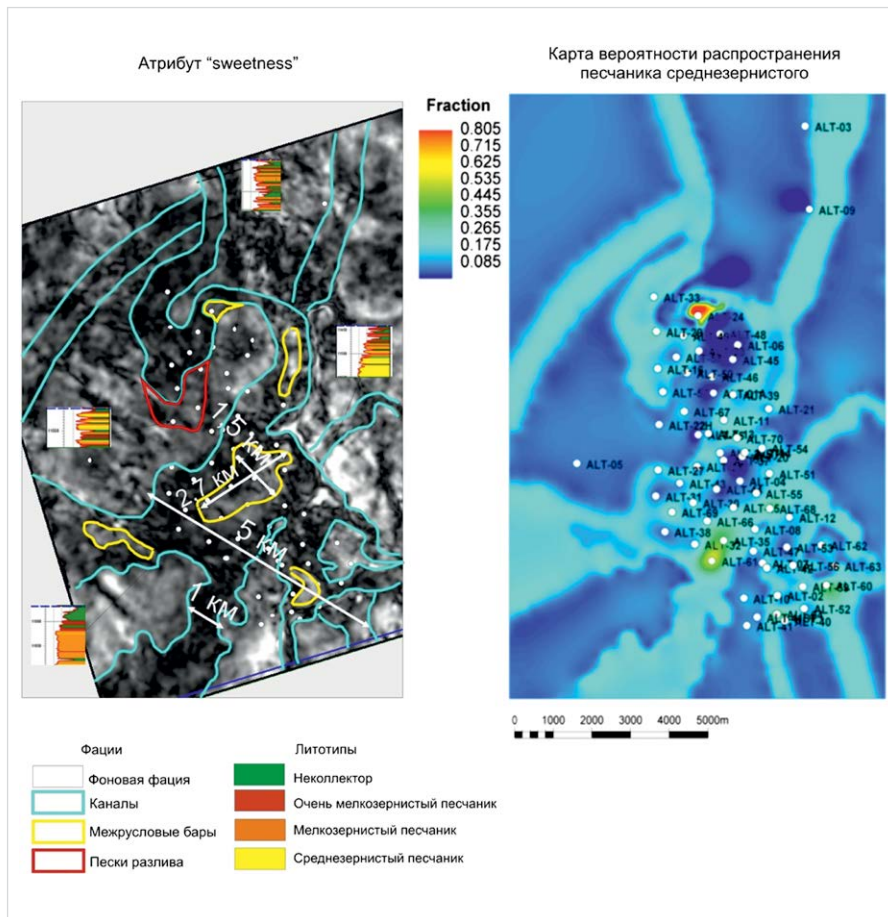


Рис. 2 — Схема распределения фаций в нижней части зоны TUM. Карты вероятности распределения литотипов
 Fig. 2 — Scheme of environment depositions in lower part of Upper Marcelina. Maps of probability for distribution all lithotypes

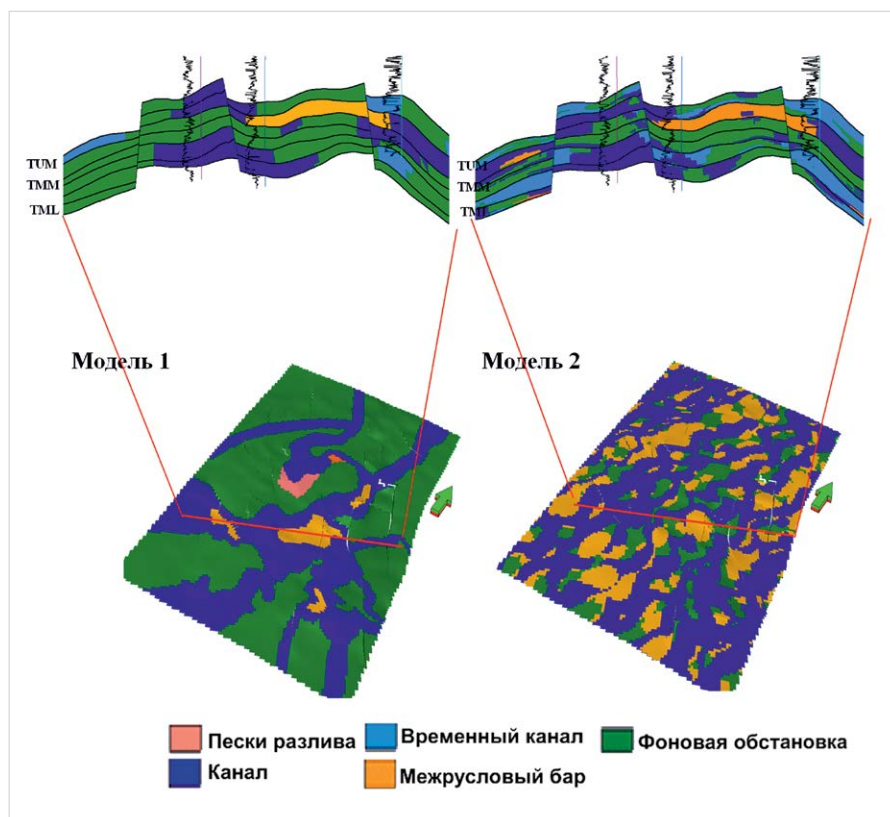


Рис. 3 — Куб фациальных обстановок. Зона TUM L
 Fig. 3 — Environments of deposition grid. Zone TUM L

эффективных мощностей, коэффициента пористости, сейсмические атрибуты (спектральная декомпозиция, sweetness, chaos), а также форма и вариации значений каротажной кривой [3, 4].

На рис. 2 представлен пример выделения обстановок осадконакопления: главные каналы, второстепенные каналы, фоновая фация. Фоновая фация представлена сильноглинизированными отложениями. Это могут быть как поймы, так и слабо развитые временные каналы или пески разлива.

В ходе работы были построены карты фаций для каждого отдела формации Marcelina. Сопоставление методик моделирования приведено на примере нижней части верхней Marcelina (TUM).

Методика построения фациальной модели

Рассмотрены две методики построения геологической модели:

1. Использование концептуальной модели фаций в качестве двухмерного тренда.
2. Объектное моделирование.

Модель 1

Выделены области обстановок осадконакопления с предположительно схожими фильтрационно-емкостными свойствами для каждой зоны в двумерном пространстве, которые впоследствии использованы как тренды при распределении доли литотипов.

Все русловые тела значительно обобщены, закартированы только основные контуры объектов на основе атрибутного анализа (рис. 2).

При этом фациальные обстановки увязаны со скважинными данными, каждая обстановка характеризуется определенным диапазоном изменения фильтрационно-емкостных свойств. Принятая концепция нестрогого определения границ фациальных обстановок в 3D модели позволяет нивелировать возможные неточности построенных фациальных схем.

Распределение фильтрационно-емкостных свойств осуществлялось в два этапа:

1. Построение куба литотипов. Распределение литотипов осуществлялось при помощи карт трендов (рис. 2), которые задают вероятность распространения каждого литотипа в зависимости от обстановки.
2. Построение куба пористости/проницаемости. Для каждого литотипа определены функции распределения пористости, вариограммы, направление распространения. Проницаемость рассчитана по зависимости для каждого литотипа.

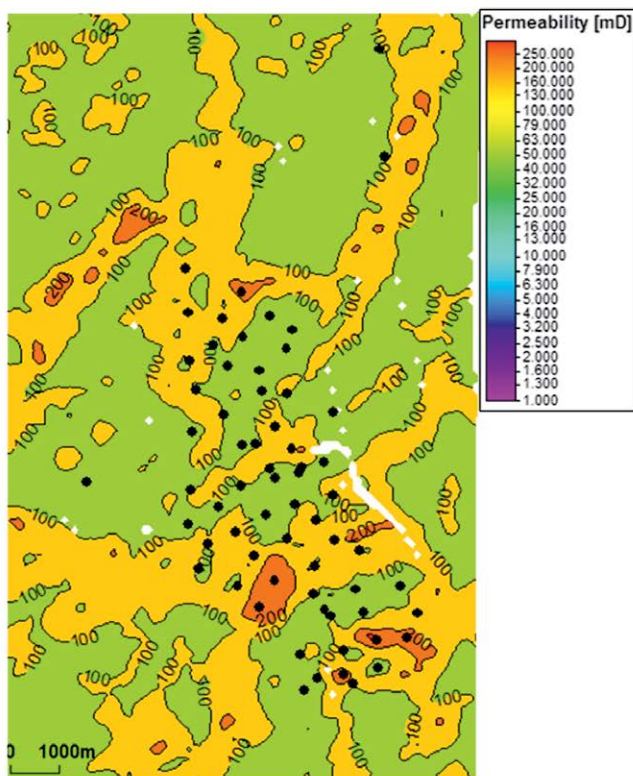
Модель 2

Реализовано объектное моделирование основных фациальных обстановок осадконакопления. На основе принятой концептуальной модели — флювиальные пояса (ветвящиеся реки), сформированные аллювиальными и пролювиальными отложениями, определены основные обстановки осадконакопления.

Распределение фильтрационно-емкостных свойств осуществлялось в три этапа:

1. Определение фациальных обстановок посредством объектного моделирования. Метод распределения — object modelling (stochastic). Данный метод позволяет моделировать фации определенной геометрии, используя так называемые

Модель 1



Модель 2

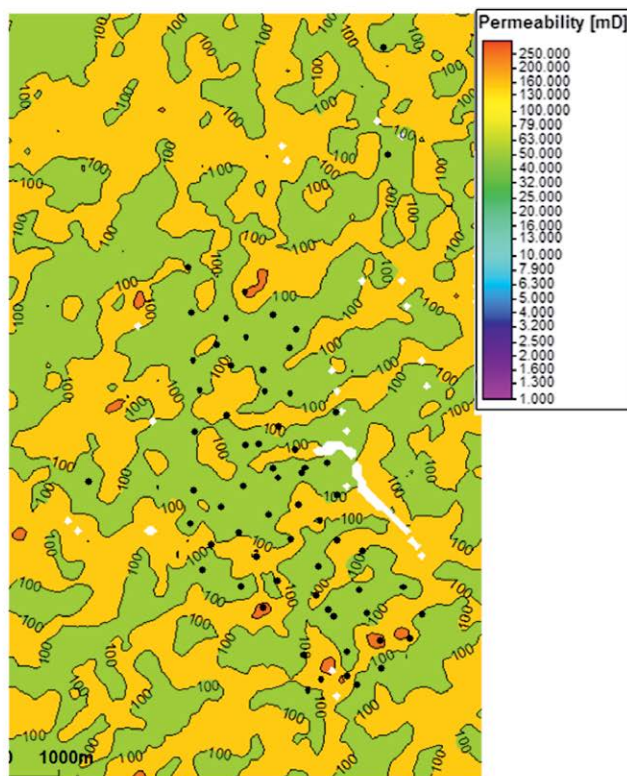


Рис. 4 — Сопоставление карт проницаемости. Зона TUM L
Fig. 4 — Comparison of permeability maps. TUM L zone

тренировочные образы. Для данного метода необходима интерпретация по скважинам, типичные размеры моделируемых тел и их направление согласно концептуальной модели. Параметры для определения фациальных обстановок (объектов) получены на концептуальной модели (виды объектов, ориентация), скважинных данных (мощность, расстояние между объектами), атрибутного анализа (длина и ширина простирация) (рис. 2).

2. Построение куба литотипов. В отличие от первой модели распределение литотипов контролировалось обстановками осадконакопления. В пределах каждой обстановки были заданы вертикальные функции распределения литотипов на основе скважинных данных, что позволило уточнить и детализировать литологический разрез.

3. Построение куба пористости/проницаемости. По аналогии с моделью 1 для каждого литотипа определены функции распределения пористости, вариограммы, направление распространения. Проницаемость рассчитана по зависимости для каждого литотипа.

Результат

Ввиду необходимости оптимизации системы заводнения на рассматриваемом месторождении основной задачей при создании фациальной модели является не только прогноз коллекторских свойств пласта в межскважинном пространстве, но и сохранение вертикальной и горизонтальной неоднородности пласта. При анализе результатов построения

геологической модели разными методиками были сопоставлены:

1. Параметры куба литологии: геолого-статистические разрезы, карты нефтенасыщенных толщин, гистограммы распределения, кубы связанных объемов.
2. Параметры кубов фильтрационно-емкостных свойств: карты средних значений, гистограммы распределения.

Основные различия выявлены при сопоставлении геолого-статистических разрезов, гистограмм распределения литотипов и карт проницаемости, которые показывают различие в трехмерном распределении параметров (рис. 3-4). Расхождение геологических запасов двух моделей составляет менее 5%.

Распределение литотипов с использованием фациальной двумерной карты (модель 1) позволяет построить геологическую модель на основе скважинных данных в априорно заданных границах, исключается вероятность появления фациальных обстановок на удалении от скважинных данных.

При объектном моделировании (модель 2) фациальные обстановки создаются случайным образом на основе концептуальной модели, скважинных данных и атрибутного анализа [5, 6].

В статье рассмотрены два варианта распределения литотипов и их свойств в условиях континентальных речных отложений, предложенные специалистами ПАО «НК «Роснефть»: использование концептуальной модели фаций в качестве двумерного тренда и объектное моделирование (стохастическое распределение междурусловых баров, каналов) в трехмерном пространстве.

В методике 1 контроль распределения

литотипов обеспечивается горизонтальными и вертикальными трендами, а также результатами вариограммного анализа. Распространение свойств реализуется в два этапа, латеральная и вертикальная неоднородность сглаживается, что обеспечивает большую связность песчаных тел.

- Достоинство метода 1 заключается в том, что можно вручную контролировать распределение обстановок.
- Недостаток: детерминированный подход на основе субъективного мнения геолога. В качестве тренда используется двумерная карта, которая не учитывает изменчивость по вертикали.
- Важно: большой вес имеют скважинные данные.

В методе 2 распространение свойств реализуется в три этапа. Объектное моделирование позволяет прогнозировать вероятность появления обстановок осадконакопления стохастическими методами, контролировать распределение ФЕС внутри фациальных обстановок. Модель характеризуется большей неоднородностью петрофизических свойств и расчлененностью разреза.

- Достоинство метода 2: алгоритм гибкий, можно создать несколько реализаций, используя один и тот же набор исходных данных.
- Недостаток: вдали от скважин стохастическое моделирование может привести к появлению необоснованных барьеров или наоборот высокопроницаемых зон.
- Важно: большой вес имеют параметры, задаваемые для объектного моделирования.

Итоги

Ввиду необходимости оптимизации системы заводнения на рассматриваемом месторождении основной задачей ПАО «НК «Роснефть» при создании фациальной модели является не только прогноз коллекторских свойств пласта в межскважинном пространстве, но и сохранение вертикальной и горизонтальной неоднородности пласта. При анализе результатов построения геологической модели разными методиками были сопоставлены:

1. Параметры куба литологии: геолого-статистические разрезы, карты нефтенасыщенных толщин, гистограммы распределения, кубы связанных объемов.
2. Параметры кубов фильтрационно-емкостных свойств: карты средних значений, гистограммы распределения.

Выводы

Методики 1 и 2 показывают, что при одних и тех же геологических запасах, распределение петрофизических свойств в пространстве может различаться.

Подходы к построению геологической модели могут меняться в зависимости от результатов адаптации ГДМ.

Бурение скважины с отбором керна в крайней части залежи позволит повысить достоверность геологических моделей 1 и 2, а также сопоставить результаты моделирования с фактическими данными.

Литература

1. Lugo J., Mann P. Jurassic-Eocene tectonic evolution of Maracaibo Basin, Venezuela, Petroleum basins of South America // AAPG Memoir, 1995, issue 62, p. 699–725.

2. Escalona A., Mann P. Tectonic controls of the rightlateral Burro Negro tear fault on Paleogene structure and stratigraphy, northeastern Maracaibo Basin // AAPG Bulletin, 2006, issue 90, pp. 479–504.
3. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy, 2006.
4. Nichols G. Sedimentology and Stratigraphy, 2009, pp. 129–150.
5. Zhongbo X. Architecture Characterization of Sandy Braided Fluvial reservoir: A Case study of P Oilfield (Neogene), Bohai Offshore, China. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 2015.
6. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. С.161–178.

ENGLISH

GEOLOGY

UDC 550.8

Consideration of the geological features of continental deposits during three-dimensional model building

Authors

Tamara A. Alekseeva chief specialist¹ taalekseeva2@tnnc.rosneft.ru

Yana A. Miryasova senior manager¹ yamiryasova@tnnc.rosneft.ru

Erica Morales geologist² EMorales@vz.rosneft.ru

Yaraixa Perez seismic interpreter² YPerez@vz.rosneft.ru

Selene Andrade petrophysicist² SAndrade@vz.rosneft.ru

¹Tyumen petroleum research center LLC, Tyumen, Russian Federation

²Petrolera RN LTD, Caracas, Venezuela

Abstract

The paper describes the results of Rosneft's activities in the western part of the Maracaibo sedimentary basin which is located in the north-west part of Venezuela. The paper presents two methods for creating a geological model for optimizing a waterflooding system and extracting residual oil reserves. Pre-condition for the consideration of few methods is uncertainty because of the strata heterogeneity and low resolution of the seismic. Input data, approach and analysis of results have been considered. Differences in approach and strengths and weaknesses of chosen methods were considered.

Materials and methods

Well data, three-dimensional seismic data, conceptual model.

Keywords

river environments of deposition, continental deposit, depositional model, facies modeling, object modeling

Results

Flooding pattern of the field is required in optimization. The chief goal during the geological model creating is not alone distribution of petrophysical properties but saving horizontal and vertical heterogeneities. Analysis of results includes comparison of two methods and the following parameters:

1. Lithology grid: vertical proportion curves, net pay maps, histograms of distribution, connected volumes.
2. Petrophysical properties: maps of average values and histograms of distribution.

Conclusions

Two methods of modeling are considered and these methods obtain the similar STOIP may but have different petrophysical properties distribution in 3D. Approach for geological model can be changed depending on results of history matching in dynamic model. Drilling well with core in marginal part of deposit lets increase reliability of models 1 and 2, and compares results of modeling with fact data.

References

1. Lugo J., Mann P. Jurassic-Eocene tectonic evolution of Maracaibo Basin, Venezuela, Petroleum basins of South America // AAPG Memoir, 1995, issue 62, p. 699–725.
2. Escalona A., Mann P. Tectonic controls of the rightlateral Burro Negro tear fault on Paleogene structure and stratigraphy, northeastern Maracaibo Basin // AAPG Bulletin, 2006, issue 90, pp. 479–504.
3. Catuneanu O. Principles of sequence stratigraphy, 2006.
4. Nichols G. Sedimentology and Stratigraphy, 2009, pp. 129–150.
5. Zhongbo X. Architecture Characterization of Sandy Braided Fluvial reservoir: A Case study of P Oilfield (Neogene), Bohai Offshore, China. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 2015.
6. Muromtsev V.S. *Elektrometricheskaya geologiya peschanyh tel — litologicheskikh lovushek nefi i gasa* [Electrometric geology of sand bodies — lithological oil and gas traps]. Leningrad: Nedra, 1984, pp.161–178.