



С.И. Билибин
д-р техн. наук
ОАО ЦГЭ
заместитель
генерального директора
по новым технологиям
sibilibin@cge.ru



Н.Ф. Величкина
ОАО ЦГЭ
отделение
геоинформационных технологий
главный специалист по геологии
nvelichkina@cge.ru



А.В. Вовк
ОАО ЦГЭ
отделение
геоинформационных технологий
начальник отдела геологии
avvovk@cge.ru

ТРЕХМЕРНОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ С УЧЕТОМ ФАЦИАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ

Технология трехмерного геологического моделирования позволяет учесть в полной мере всю исходную информацию: условия образования отложений, данные исследования керна, сейсморазведку 3D, обработку ГИС, данные испытаний и гидродинамических исследований скважин, геологическую и статистическую информацию по конкретным фациальным условиям осадконакопления

Technology of three-dimensional geological modeling allows to consider fully all initial information: conditions of formation of deposits, these studies core, 3D seismic survey, processing, GIS, test data and hydrodynamic researches of wells, geological and statistical information on specific facies conditions of sedimentation

Ключевые слова: геологическое моделирование, фациальный анализ, условия осадконакопления, литотипы, пористость, нефтегазонасыщенность, запасы углеводородов

Keywords: geological modeling, facial analysis, conditions of sedimentation, lithotypes, porosity, oil&gas saturation, the oil and gas reserves

Трехмерное геологическое моделирование стало незаменимым инструментом изучения месторождений УВ, подсчета запасов, фильтрационных расчетов. Объемная модель в доступной форме создает более адекватное представление о геологическом строении месторождения по сравнению с плоскостной двумерной моделью. В настоящее время важная информация по геологическим фаціальным условиям осадконакопления в большинстве случаев остается на описательном (качественном) уровне и не участвует в модели и подсчете запасов, т.к. пока неясен путь технологического решения подобных задач. Создание фаціальной модели продуктивных отложений базируется на знаниях, которые в теории классической геологической науки уже давно существуют, и признаны геологическим сообществом.

Основная причина, по которой фаціальный анализ практически не используется в практике 3D-моделирования, заключается в том, что далеко не на каждом месторождении имеются данные, позволяющие в полной мере провести такой анализ с доведением его до конкретных результатов, которые могли бы быть технологически учтены при построении 3D-геологической модели.

Вторая причина – для создания фаціальных моделей требуется обобщение большого объема информации из различных областей исследований – региональные и локальные геологические сведения, изученный по литологии, седиментации и ФЕС керн, данные ГИС, результаты сейсмической интерпретации, гидродинамических исследований, сведения по разработке месторождения. Только комплексный подход, при котором все имеющиеся данные увязываются в непротиворечивую схему, позволит корректно выполнить фаціальный анализ.

Геологическое моделирование начинается с создания концептуальной геологической модели, которая служит основой модели фаций, исходя из знания региональных палеоусловий осадконакопления. Должна быть проделана большая предварительная работа литологов и седиментологов для уточнения фаціальных условий конкретного локального изучаемого района работ. Для принципиальной концепции важна информация, которая позволяет от качественного уровня геологических знаний о месторождении перейти к количественной оценке параметров моделирования. Результатом изучения и обобщения данных по аналогичным месторождениям являются сведения о литотипах, присутствующих в разных фациях, данные о долях и диапазонах изменений размеров тел литотипов, о значениях пористости и проницаемости для различных фаціальных условий.

Подход к построению геологической модели с количественным учетом параметров фаціальных зон осадконакопления повышает вероятность адекватного распределения запасов УВ в объемной модели месторождения. Это, в свою очередь, отражается на ускорении и повышении точности адаптации гидродинамической модели для качественного прогноза разработки месторождения.

В данной статье изложен подход количественного описания седиментационной модели, комплексирование ее с петрофизическими свойствами пород и создание трехмерной цифровой модели на примере одного из месторождений Сахалинской области.

Многолетними исследованиями российских и зарубежных геологов установлено [1, 2, 5, 6], что миоценовые продуктивные отложения образованы в дельтовом комплексе Палеоамура. Осадки в дельтовом комплексе переносятся по каналам (руслам, протокам) вниз по пологому склону, и в зависимости от активности водного потока происходит дифференциация осадков по размерам зерен – от крупнозернистых при высокой энергии потока к мелкозернистым при ослаблении скорости переноса. В связи с этим важной особенностью всех месторождений дельтового комплекса Палеоамура является четкая смена фаціальных зон с запада на восток, что определяет основные закономерности смены литотипов, ФЕС коллекторов, распределения запасов. В направлении от суши к глубокому морю фаціальные зоны осадконакопления распределяются следующим образом: прибрежная дельтовая равнина, включающая каналы-русла, устьевые бары, фронт дельты – проксимальная часть дельты и дистальная, переход от фронта дельты – продельты – к глубоководной зоне морского шельфа (рис. 1).

Научными исследованиями отечественных и зарубежных ученых установлено, что ширина фаціальных зон зависит от скорости потока течения в источнике сноса [3, 4]. Так, ширина распространения проксимального фронта дельты, как правило, изменяется от 4 до 8 км, для фаций с ухудшенными свойствами ширина зон возрастает с уменьшением зернистости осадков.

Выделенные фаціальные зоны представлены сочетанием в разных соотношениях одних и тех же основных литологических типов (петротипов): *песчаник, алевролит, глины и карбонатные песчаники*. Последовательность выделения фаций показана на рис. 2.

Выделение литотипов пород в разрезе скважин по месторождению осуществлялось по данным ГИС путем настройки показаний геофизических методов на гранулометрические исследования по процентному содержанию основных фракций: песчаной, алевроитовой, глинистой.

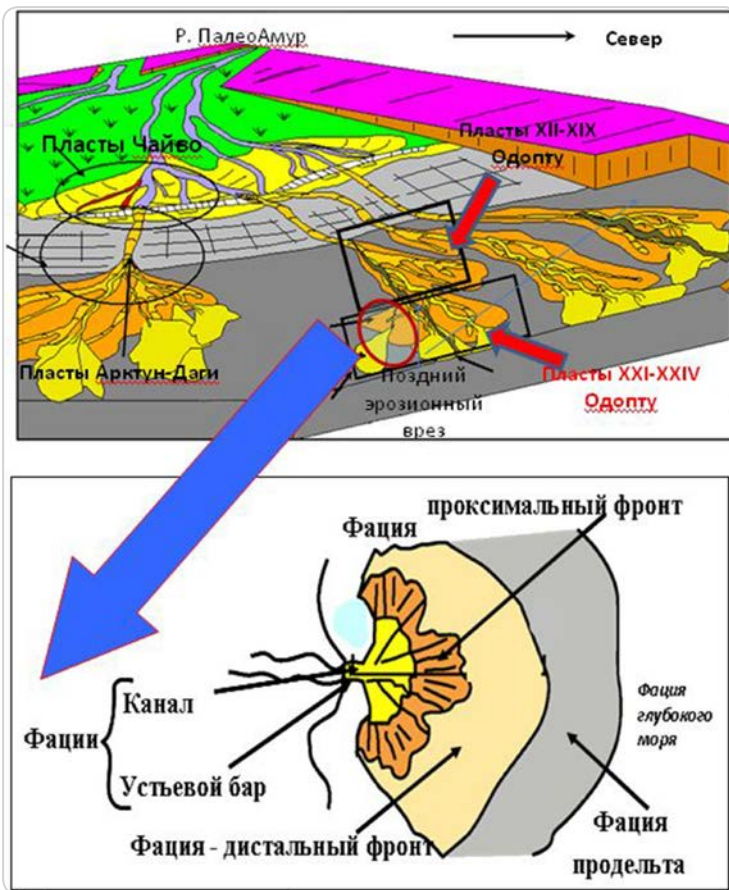
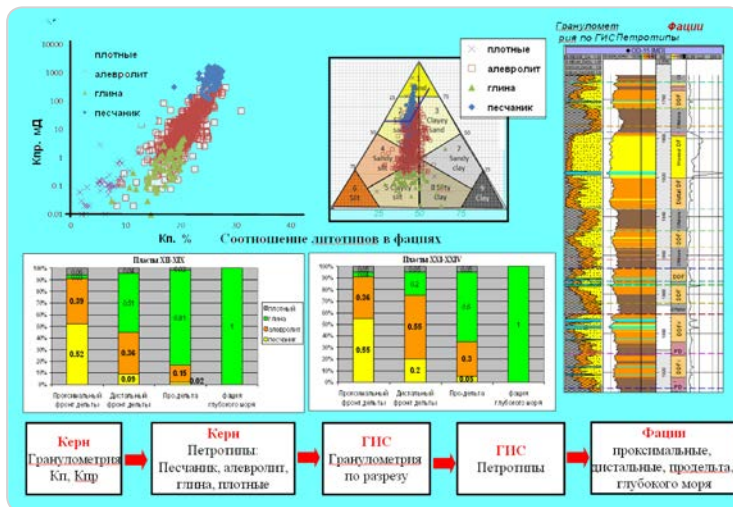


Рис. 1. Геологическое строение фациальных зон дельтового комплекса

Рис. 2. Выделение петротипов и переход к фациям по данным керна и ГИС



Песчаник – петротип I – состоит из хорошо отсортированных зерен и обладает хорошей пористостью, алевролит – петротип II – соответственно, имеет свойства хуже, чем чистый песчаник, т.к. содержит в составе глину. Петротип III представляет собой глинистую породу, в которой коллекторов не содержится. Карбонатные песчаники – петротип IV – также не являются коллекторами.

Для каждой фациальной зоны по скважинным данным были определены относительные доли литотипов с учетом удаленности от источника сноса. В зоне, близкой к источнику сноса осадочного материала, доля песчаной фракции в осадке или песчаной породы максимальна, а доля глины – минимальна, в зоне глубокого моря доля песчаника равна нулю, глины – максимальна. Фация продельта занимает промежуточное положение и представлена сочетанием алевролитов, песчаников и глин.

В результате анализа сочетаний выделенных литотипов были восстановлены палеоусловия осадконакопления, которые позволили понять распределение по разрезу и площади наиболее перспективных для скопления УВ осадков и в итоге построить карты-схемы фациальных зон осадконакопления для каждого продуктивного пласта (рис. 3). Полученные карты-схемы фациальных зон осадконакопления были использованы для последующего моделирования кубов фаций.

Анализ сейсмических динамических параметров (атрибутов) на месторождении позволил уточнить контуры фациальных зон по двум пластам (рис. 4), а также выделить изолирующий врез. По остальным пластам границы фациальных зон проводились с использованием данных ГИС, керн и концептуальной модели осадконакопления.

Моделирование проводилось с помощью модуля *Truncated Gaussian with trend* программного пакета *Petrel* (Schlumberger). Модель фаций осадконакопления для каждого пласта представляет собой дискретный куб, в котором каждой зоне осадконакопления присвоен свой индекс (рис. 5в). Каждая зона условий осадконакопления (рис. 5а) в данном модуле задавалась в виде карты-схемы, где сплошными линиями обозначены границы зон разных условий осадконакопления, пунктирными линиями заданы ширина переходной области между двумя зонами (рис. 5б). Также для расчета необходимы следующие параметры: характер сочетания фаций в разрезе и ширина переходной зоны между фациальными зонами – в нашем случае проградационный. В результате получен куб условий осадконакопления, отображающий трехмерное распространение фаций.

На следующем этапе необходимо в пределах полученных фациальных зон распространить петротипы пород, слагающих эти зоны. *Распространение петротипов* проводилось по количественным характеристикам, присущим каждой фациальной зоне. Так, например, песчаника больше в проксимальной части дельты и меньше в погруженной части дельты. Алевролита

в дистальной части дельты больше чем в проксимальной, в продельте его количество уменьшается и в погруженной части алевролит, как и песчаник, отсутствует. Для этого, кроме кривой петротипов по скважинам, задавались доли петротипов в каждой фации. В качестве исходных данных закладывались доли петротипов, полученные по данным ГИС, в целом по группе пластов. Статистика по группе пластов использовалась в связи с тем, что в отдельных пластах по некоторым зонам количество скважин было равным 1–3 или скважины в этих зонах отсутствовали, но исходя из геологических закономерностей распространения фаций, данная зона должна присутствовать в этом пласте (рис. 6). Полученные доли петротипов укладывались в разброс долей петротипов по аналогичным месторождениям.

Также для настройки модели были необходимы вариограммы для каждого петротипа и карты априорной вероятности распространения петротипов в объеме фаций. Анализ вариограмм проводился для каждого петротипа в целом по группе пластов без разделения на фациальные зоны, т.к. в отдельных зонах находятся 1–2 скважины, что недостаточно для корректного вариограммного анализа. Вариограммы для распространения литотипов песчаника и алевролита в модели, построенные по скважинам, имеют радиусы, равные около 1000 и 800 м по осям вдоль направления сноса (*major*) и перпендикулярном ему (*minor*). По аналогичным месторождениям, неоднородность строения которых подтверждается по обнажениям пород, отлагавшихся в дельтовых условиях, и по результатам гидродинамических расчетов с более продолжительной историей разработки, средние радиусы меньше. Соответственно, они равны 600 и 400 м. Эти радиусы были выбраны при моделировании.

Для построения куба петротипов также использовались карты априорной вероятности распространения петротипов, которые представляют собой поле значений вероятности каждого петротипа в соответствии с условиями осадконакопления и соответствующее нормированному среднему содержанию петротипа, определенному по скважинам и по месторождениям-аналогам. Карты априорной вероятности в целом коррелируются с фациальной моделью, но имеют существенно меньшую значимость при работе алгоритма моделирования. Сумма априорной вероятности по каждому пласту в области моделирования по всем картам равна 1.

В результате моделирования с учетом условий осадконакопления получен куб петротипов, в котором доля песчаника закономерно умень-

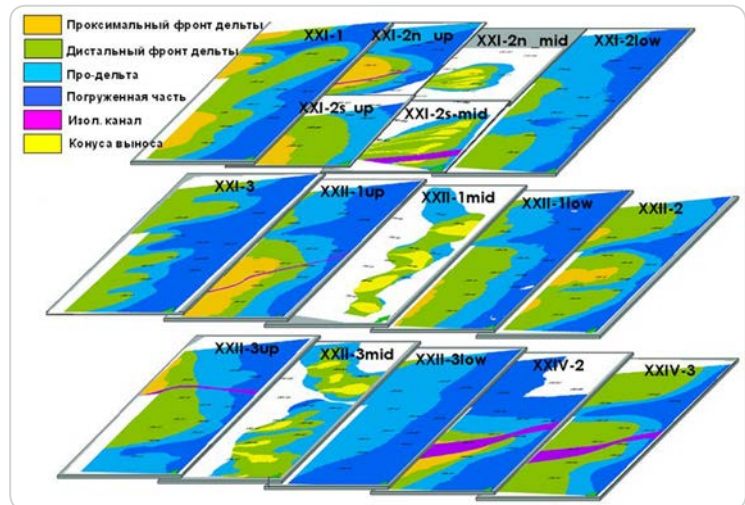
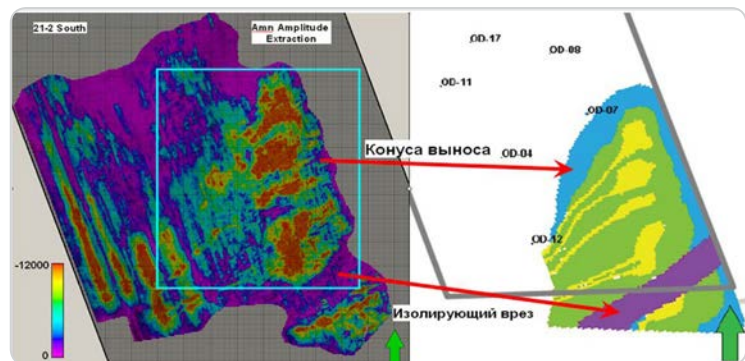


Рис. 3. Карты-схемы фациальных обстановок для пачки пластов

Рис. 4. Пример выделения по атрибуту мгновенной амплитуды конусов выноса и изолирующего вреза



шается от проксимальной части дельты до продельты. В дистальной части преобладает алевролит и глина, песчаник встречается намного реже. В палеопогруженной части преобладает глина (рис. 5в).

Построение куба пористости проводилось с учетом распределения петротипов в фациальных зонах. Для моделирования куба пористости исходными данными кроме кривой пористости по скважинам и куба петротипов являлись статистические распределения пористости по петротипам. Расчет куба пористости проводился с использованием кривых распределения пористости по скважинным данным с учетом зон глинизации и уменьшения пористости до граничного значения при приближении к зонам выклинивания коллектора. Распределения пористости по ГИС для каждого пласта различаются, поэтому для расчета куба пористости задавались соответствующие каждому пласту распределения. В результате получен куб пористости, в котором значение пористости закономерно уменьшается от проксимальной части дельты до продельты (рис. 5г).

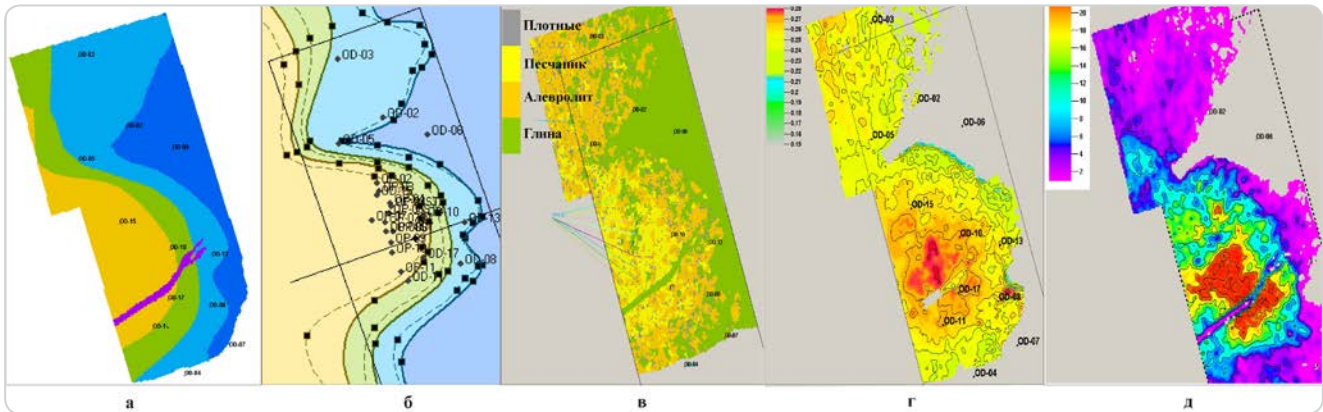


Рис. 5.

Моделирование фаций осадконакопления: а – карта распространения зон осадконакопления; б – тренд, построенный с учетом карты распространения зон осадконакопления; в – слой куба петротипов; г – карта пористости; д – карта эффективных толщин

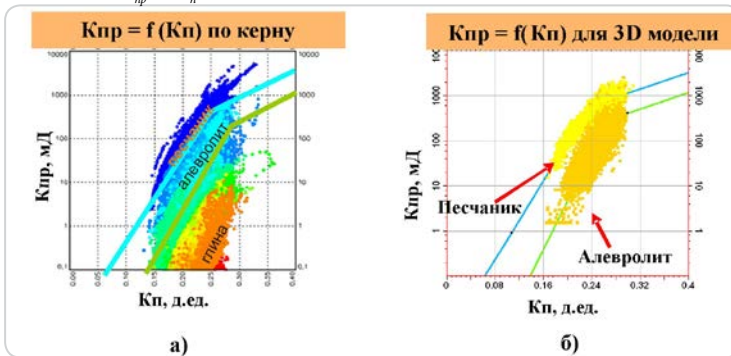


Рис. 6.

Доли петротипов, принятые для моделирования куба петротипов

Рис. 7.

Зависимости $K_{пр} = f(K_p)$



При расчете куба проницаемости использовались зависимости проницаемости от коэффициента пористости, полученные по результатам исследования керна и ГДИ (рис. 6а), для разных петротипов – песчаников и алевролитистых песчаников. В качестве исходных данных для моделирования проницаемости использовались значения $K_{пр}$, полученные по керну и ГДИ, параллельно напластованию.

Полученные зависимости представляют собой «гладкие» функции, которые не отражают степени неоднородности проницаемости коллекторов. Поэтому при построении куба про-

ницаемости на линии регрессии был внесен статистический разброс, соответствующий распределению $K_{пр}$ по керну и ГДИ (рис. 6б).

Полученный куб проницаемости опосредованно связан с фациальными зонами осадконакопления через куб петротипов. В проксимальной зоне больше песчаников, следовательно, более высокая проницаемость, которая уменьшается от проксимальной зоны к продельте.

Вычисление куба «коллектор-неколлектор» проводится из куба пористости. Отличие предлагаемого варианта построения объемных моделей месторождения заключается в изменении очередности выполнения отдельных процедур. Так, этап построения модели «коллектор-неколлектор» в существующем в настоящее время подходе следует за этапом литологического расчленения, в обсуждаемом варианте – после построения фациальной модели, после выделения петротипов и определения величин пористости и проницаемости в соответствии с фациальной моделью.

Все ячейки, где значения пористости выше граничных значений $K_{п,пр}$, приравнивались к 1 и относились к коллектору. Ячейки, где значения ниже $K_{п,пр}$, приравнивались к 0 и относились к неколлектору. В результате получен куб «коллектор-неколлектор», из которого получена карта эффективных толщин. Карта эффективных толщин по своим особенностям соответствует схеме фаций осадконакопления (рис. 5д).

Для расчета куба нефтегазонасыщенности использовалась модель переходной зоны для единой газонефтяной гидродинамической системы. Модель переходной зоны была получена пересчетом из данных капилляриметрии (рис. 8а).

Куб нефтегазонасыщенности отражает размеры зон предельного насыщения в каждом пласте, переходной зоны, расстояния от уровня ВНК (ГВК) до зеркала чистой воды (ЗЧВ) и до подошвы предельного насыщения, а так-

же связь с фаціальными условиями осадконакопления в зоне предельного насыщения. Высокие значения $K_{пр}$ соответствуют высоким значениям $K_{пр}$ (K_n), которые в свою очередь соответствуют проксимальной зоне.

Полученный куб нефтегазонасыщенности соответствует модели переходной зоны (рис. 8б).

Выводы

Реализована технология геологического моделирования, которая позволяет учесть в полной мере всю исходную информацию: условия образования отложений, данные исследования керна, сейсморазведку 3D, обработку ГИС, данные испытаний и гидродинамических исследований скважин, геологическую и статистическую информацию по конкретным фаціальным условиям осадконакопления. Построенная модель, а именно – кубы и карты эффективных толщин, пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности – полностью согласуются с картами фаций изучаемых объектов.

В данной технологии моделирования осуществлен переход от качественного уровня знания о месторождении, условиях образования отложений к количественной оценке параметров моделирования. По результатам изучения месторождений с известными условиями осадконакопления необходимо создавать электронную базу данных по количественному описанию различных фаціальных обстановок. Без этого осуществить переход к количественной реализации определенных фаціальных условий практически невозможно.

Такой способ моделирования позволяет создать трехмерную геологическую модель, в которой объем коллектора принципиально не отличается от модели, построенной стандартным путем. Однако коллектор распределен в трехмерном объеме пласта в соответствии с условиями осадконакопления и увязан с геологическими законами, а не с выбранным методом интерполяции.

Подход к построению геологической модели с количественным учетом условий осадконако-

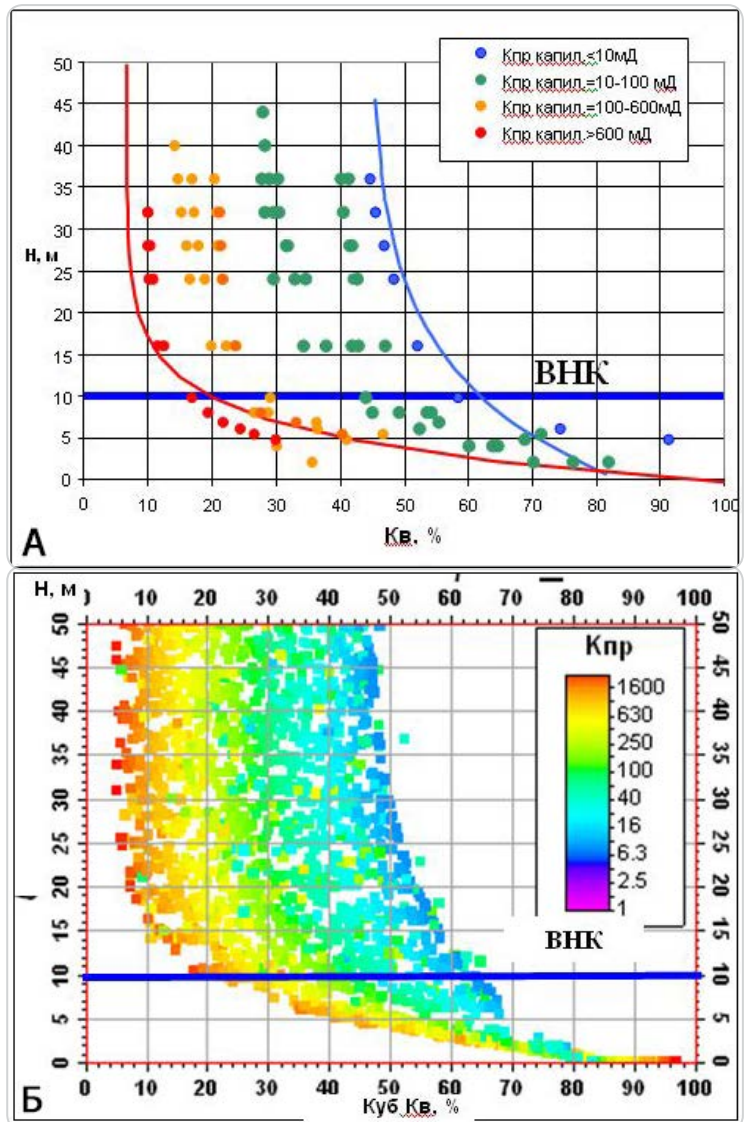



Рис. 8.

Модель переходной зоны для пластов XXI–XXIV: а) модель переходной зоны пластов XXI–XXIV с результатами капилляриметрии; б) куб $K_{пр}$ по модели переходной зоны (каждая точка – ячейка геологической модели)

пления позволяет повысить вероятность адекватного распределения запасов УВ в объеме месторождения. Это, в свою очередь, должно ускорить и повысить точность адаптации гидродинамической модели для создания качественного прогноза на разработку месторождения. 

Литература

1. Арешев Е.Г., Мавринский Ю.С., Ковальчук В.С. и др. Отчет о научно-исследовательской работе «Геологическое строение и подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Одопту-море, Сахалинской области, РСФСР (по состоянию на 01.01.1984)». СахалинНИПИнефтегаз, Охинская морская экспедиция по геофизическим исследованиям скважин, трест «Дальнеморнефтегазгеофизика». Оха. 1984.
2. Баранова Н.А. и др. Поисково-рекогносцировочные и детальные геофизические исследования на шельфе Северо-Восточного Сахалина. ТГФ. 1973.
3. Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках. М. 1977. 216 с.
4. Конибир Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. М. 1979.
5. Харакинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. М. 2012.
6. С. Davies, S. Poynter, D. Macdonald, R. Flecker, L. Voronova, V. Galverson, P. Kovtunovich, L. Fot'yanova, E. Blanc. Facies analysis of the neogene delta of the Amur river, Sakhalin, russian far east: controls on sand distribution. SEEM Special Publication NTc. S3. SEPM (Society for Sedimentary Geology). P. 207–229.