ENGLISH

Characteristics of reflected waves in regular fractured media

Aleksandr G. Averbukh – dr. sc., a leading expert¹; <u>inpres@cge.ru</u>

Sergey Y. Graf — candidate. f.m.n., associate engineer¹; <u>inpres@cge.ru</u>, <u>sergey.Graf@tversu.ru</u>

¹Central Geophysical Expedition JSC, Moscow, Russian Federation

Abstract

The qualitative and quantitative effects of dynamics of waves reflected from fractured collector are analyzed. The azimuth dependences of seismic parameters on crack density, geometrical characteristics of fractures and choose of the type of effective model of fractured media are estimated. The problem of connection of characteristics of effective model of fractured media with the physical properties of fractures is considered. The analytical instrument for the estimation of properties of the fractured media in terms of azimuth variations of seismic characteristics of primary reflected waves is suggested.

References

- 1. Averbukh A.G., Pod'japolsky G.S., Zolotov E.M. Skorosti rasprostranenija ploskikh uprugikh voln v osesimmetrichnikh neodnorodnykh sredakh (Velocities of elastic plane waves in axisymmetric medias) [The velocity of propagation of plane elastic waves in axisymmetric inhomogeneous media]. Physika Zemli, 1975, issue 3, pp. 43-51.
- 2. Graf S.Yu. Kinematicheskie metody analiza anisotropii sejsmicheskikh skorostej v

ГЕОЛОГИЯ

Materials and methods

Methods of effective media theory. Methods of numerical modeling of seismic wave fields in anisotropic media.

Results

Numerical modeling of cinematic and dynamic azimuth effects of body waves reflected from fractured reservoirs was realized. Dependence of azimuth anomalies on physical properties of fractures and choose of effective model was analyzed.

Conclusions

• The methodology of determination of seismic characteristics of regularly fractured media in terms of elastic properties of

transversal'no isotropnikh sredakh (Cinematic methods of analysis of anisotropy of seismic velocities in transverse isotropic media) [Kinematic analysis techniques seismic velocity anisotropy in transversely isotropic media. Spec. issue to the 45th anniversary of the CGE]. Geofisika, 2012, pp. 28-37.

- 3. Backus G.E. Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering. Geophys. Res. 1962, 67, pp. 4427-4440.
- 4. Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection

matrix and fracture fill is proposed.

- An instrument for a numerical modeling of cinematic and dynamic azimuth effects of body waves reflected from fractured layers is developed.
- The methodology of determination of fracture density in terms of effective parameters of azimuth variations of AVO gradients, phase velocities and chosen model of effective media and borehole data is suggested.
- · The analytic method of determination of parameters of fractured layer in terms of azimuth variations of seismic characteristics of reflected body waves is proposed.

Keywords

fractured collectors, Seismic anisotropic media, effective model

seismic data. Parts I, II, III. Geophysics, 2000, 65, pp. 1788-1830.

- 5. Grechka V. Application of seismic anisotropy in the oil and gas industry. Education tour series CIS. EAGE, 2009. 171 p.
- 6. Hudson J.A. Wave speeds and attenuation of elastic waves in material containing cracks. Geophys. J. Roy. Astr. Soc., 1981, 64, pp. 133-150.
- 7. Schoenberg M., Muir F. A Calculus for finely layered anisotropic media. Geophysics. 1989, 54, pp. 581-589.

УДК 550.8.02

Трехмерное геологическое моделирование с учетом фациальных условий осадконакопления

С.И. Билибин

д.т.н, заместитель ген.директора по новым технологиям¹ sibilibin@cge.ru

Н.Ф. Величкина

главный специалист по геологии отделения Геоинформационных технологий nfvelichkina@cge.ru

А.В. Вовк

начальник отдела геологии отделения Геоинформационных технологий1 avvovk@cge.ru

¹ОАО «ЦГЭ», Москва, Россия

Трехмерное геологическое моделирование с учетом фациальных условий осадконакопления осуществляет переход от качественного уровня знания о месторождении, условиях образования отложений к количественной оценке

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 фациальным условиям осадконакопления в большинстве случаев остается на описательном (качественном) уровне и не участвует в модели и подсчете запасов, так как пока неясен путь технологического решения подобных задач. Создание фациальной модели продуктивных отложений базируется на знаниях, которые в теории классической геологической науки уже давно существует, и признаны геологическим сообществом.

Основная причина, по которой фациальный анализ практически не используется в практике 3D моделирования, 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 3Д-геологической модели.

Вторая причина заключается в том, что для создания фациальных 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 фациальный 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 фациальных условий конкретного локального изучаемого района работ. Для принципиальной концепции важна информация, которая позволяет от качественного уровня

GEOPHYSICS

UDC 550.3

параметров месторожждения. Данная технология геологического моделирования позволяет учесть в полной мере всю исходную информацию: условия образования отложений, данные исследования керна, сейсморазведку 3Д, обработку ГИС, данные испытаний и гидродинамических исследований скважин, геологическую и статистическую информацию по конкретным фациальным условиям осадконакопления.

Ключевые слова

геологическое моделирование, фациальный анализ, условия осадконакопления, литотипы, пористость, нефтегазонасыщенность, запасы углуводородов 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 фациальных условий.

Подход к построению геологической модели с количественным учетом параметров фациальных 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 в 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 фациальных зон с запада на восток, что определяет основные закономерности смены литотипов, ФЕС коллекторов, распределения запасов. В направлении от суши к глубокому морю фациальные 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 фациальных 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 фациальные 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, алевритовой, глинистой.

Песчаник — первый петротип — состоит из хорошо отсортированных зерен и обладает хорошей пористостью, алевролит – второй петротип — соответственно, имеет свойства хуже, чем чистый песчаник, так как содержит в составе глину. Третий петротип представляет собой глинистую породу, в которой коллекторов не содержится. Карбонатные песчаники – четвертый петротип — 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 продельты 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.



Рис. 1 — Геологическое строение фациальных зон дельтового комплекса



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

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, керна 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 проксимальной, в про-лельте 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, так как в отдельных зонах находятся одна две скважины, что не достаточно 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 уменьшается от проксимальной части дельты до про-дельты. 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



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



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



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

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 про-дельты (рис. 5г).

При расчёте куба проницаемости использовались зависимости проницаемости от коэффициента пористости, полученные по результатам исследования керна и ГДИ (рис. 6а), для разных петротипов — песчаников и алевритистых песчаников. В качестве



Рис. 6 — Доли петротипов, принятые для моделирования куба петротипов



Рис. 7 — Зависимости $K_{nn} = f(Kn)$

исходных данных для моделирования проницаемости использовались значения Кпр, полученные по керну и ГДИ, параллельно напластованию.

Полученные зависимости представляют собой «гладкие» функции, которые не отражают степени неоднородности проницаемости коллекторов. Поэтому при построении куба проницаемости на линии регрессии был внесен статистический разброс, соответствующий распределению Кпр по керну и ГДИ (рис. 6 б).

Полученный кубы проницаемости опосредованно связан с фациальными зонами осадконакопления через куб петротипов. В проксимальной зоне больше песчаников, следовательно, более высокая проницаемость, которая уменьшаются 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 К_{п, гр.} приравнивались к 1 и относились к коллектору. Ячейки, где значения ниже К_{п гр}, 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. 8 а).

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 также связь с фациальными условиями осадконакопления в зоне предельного насыщения. Высокие значение Кнг соответствуют высоким значениям Кпр(Кп), которые в свою очередь соответствуют



Рис. 8 — Модель переходной зоны для пластов XXI-XXIV: а) модель переходной зоны пластов XXI-XXIV с результатами капил. исследований; б) куб Кв по модели переходной зоны (каждая точка – ячейка геологической модели)

26

проксимальной зоне.

Полученный куб нефтегазонасыщенности соответствует модели переходной зоны (рис. 86).

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 фациальным 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 фациальных обстановок. Без этого осуществить переход к количественной реализации определенных фациальных 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 осадконакопления 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.

Список используемой литературы

 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 01.01.1984г.). СахалинНИПИнефтегаз, Охинская морская экспедиция по геофизическим исследованиям скважин, трест «Дальнеморнефтегазгеофизика», Оха, 1984.

- Баранова Н.А. и др. Поисково-рекогносцировочные и детальные геофизические исследования на шельфе Северо-Восточного Сахалина. ТГФ, 1973.
- Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках. Москва: Мир, 1977. С. 216.
- Конибир Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. М.: Недра, 1979.
- Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. Москва: Научный мир, 2012.
- 6. Clare Davies, Sarah Poynter, David Macdonald, Rachel Flecker, Larisa Voronova, Vladimir Galverson, Pavel Kovtunovich, Lidiya Fot'yanova, Eric Blanc. Facies analysis of the neogene delta of the Amur river, Sakhalin, russian far east: controls on sand distribution. SEEM Special Publication NTc. S3, Copyright © 2005. SEPM (Society for Sedimentary Geology), ISBN Д-56576-113-8 p. 207–229.

GEOLOGY

UDC 550.8.02

Geological modeling of facial conditions of sedimentation

Svyatoslav I. Bilibin — d.t.s., deputy general manager of the new technologies¹; <u>sibilibin@cge.ru</u> Nadezhda F. Velichkina — chief specialist on geology department geoinformation technologies¹; <u>nfvelichkina@cge.ru</u> Andrey V. Vovk — head of the department of geology department of geoinformation technologies¹; <u>avvovk@cge.ru</u>

¹CGE, Moscow, Russian Federation

Abstract

ENGLISH

Three-dimensional geological modeling of facial conditions of sedimentation makes the transition from a qualitative level of knowledge about the field, conditions of deposition to the quantitative assessment of field parameters. This technology of 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

Conclusions

Geological modeling technology is implemented, which allows to consider fully all the background information: Conditions deposits, core analysis data, seismic 3D, GIS processing, test data and well testing, geological and

References

- Areshev E.G., Mavrinskiy Yu.S., Koval'chuk V.S. i dr. Otchet o nauchno – issledovatel'skoy rabote: Geologicheskoe stroenie i podschet zapasov nefti, gaza i kondensata mestorozhdeniya Odoptu-more, Sakhalinskoy oblasti, RSFSR (po sostoyaniyu na 01.01.1984g.). SakhalinNIPIneftegaz, Okhinskaya morskaya ekspeditsiya po geofizicheskim issledovaniyam skvazhin, trest «Dal'nemorneftegazgeofizika», Okha, 1984.
- 2. Baranova N.A. i dr. *Poiskovo*rekognostsirovochnye i detal'nye

statistical information on specific depositional facies conditions. Built model – namely, cubes and maps of the effective thickness, porosity, permeability and hydrocarbon saturation — are fully consistent with the facies maps of the studied objects. In this simulation technology changed from a high-quality level of knowledge about the field, the conditions of formation of deposits to quantify the simulation parameters. According to the results of the study fields with known depositional environments must create an electronic database for the quantitative description of the various facial conditions. Without this, the transition to the implementation of certain quantitative facies conditions is almost impossible. This method allows you to create a three-dimensional modeling of the geological model, in which the volume of the reservoir is not fundamentally different from the model constructed

geofizicheskie issledovaniya na shel'fe Severo-Vostochnogo Sakhalina [Search and reconnaissance and detailed geophysical surveys offshore northeastern Sakhalin]. TGF, 1973.

- Bush D.A. Stratigraficheskie lovushki v peschanikakh [Stratigraphic traps in sandstones]. Moscow: Mir, 1977, 216 p.
- 4. Konibir Ch.E.B. *Paleogeomorfologiya neftegazonosnykh peschanykh tel* [Paleogeomorfologiya petroleum sandbodies]. Moscow: *Nedra*, 1979.
- 5. Kharakinov V.V. Neftegazovaya geologiya

by the standard. However, the collector is distributed in three-dimensional volume of the formation in accordance with the conditions of sedimentation and linked to the geological laws, and not to the selected interpolation method. Approach to the construction of the geological model with a quantitative view of the depositional environment can increase the probability of an adequate distribution of hydrocarbon reserves in the amount of the deposit. This, in turn, should accelerate and improve the accuracy of the adaptation of the hydrodynamic model for creating high-quality forecast for the field development.

Keywords

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

Sakhalinskogo regiona [Petroleum Geology of the Sakhalin region]. Moscow: Nauchnyy mir, 2012.

 Davies C., Poynter S., Macdonald D., Flecker R., Voronova L., Galverson V., Kovtunovich P., Fot'yanova L., Blanc E. Facies analysis of the neogene delta of the Amur river, Sakhalin, russian far east: controls on sand distribution. SEEM Special Publication NTc. S3, Copyright © 2005. SEPM (Society for Sedimentary Geology), ISBN D-5b57b-113-8, p. 207–229.