



УДК 550.3, 550.8

## ЛИТОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД ДАГИНСКОГО ГОРИЗОНТА ЮЖНО-КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**А.Д.Дзюбло, О.А.Шнип, Е.Е.Алтухов, А.Ю.Щербакова** (Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина (Национальный исследовательский университет))

В настоящей статье приведена количественная оценка емкостных параметров коллекторов по комплексу ГИС Schlumberger в открытом стволе и исследованиях LWD в процессе бурения. Комплекс методов включал в себя гамма-каротаж (интегральный и спектральный), собственной поляризации, кавернометрию-профилеметрию, многозондовую электрометрию, нейтронный, акустический, гамма-гамма литоплотностной, спектральный нейтронный, термометрию, газовый, инклинометрию и сейсморазведочные работы 3D. Приведены результаты электронной микроскопии, рентгено-структурного анализа и литолого-петрографических исследований. Изучение закономерности иерархической организации и изменения физических свойств разреза осуществлялось по данным ГИС. Использование главных компонент повысило достоверность при выделении и локализации фаций. Обосновано укрупнение каркасной геологической модели и создана основа для создания гидродинамической модели. Полученные результаты могут быть использованы для уточнения геологической и фильтрационной моделей месторождения.

**Ключевые слова:** палеогеография; литология коллекторов и покрышек; оценка емкостных параметров коллекторов; геологическая и гидродинамическая модели месторождения.

Южно-Киринское месторождение расположено на северо-восточном шельфе о-ва Сахалин вблизи Лунского, Киринского и Мынгинского газоконденсатных месторождений. Месторождение уникальное по запасам (газ, конденсат, нефть) и самое крупное на шельфе Сахалина. По предварительным оценкам запасы газа Южно-Киринского месторождения составляют свыше 600 млрд м<sup>3</sup>, конденсата – около 100 млн т, нефтяной оторочки – 60 млн т. В результате бурения восьми поисково-разведочных скважин установлена нефтегазоносность двух мощных пластов дагинского горизонта миоцена (рис. 1).

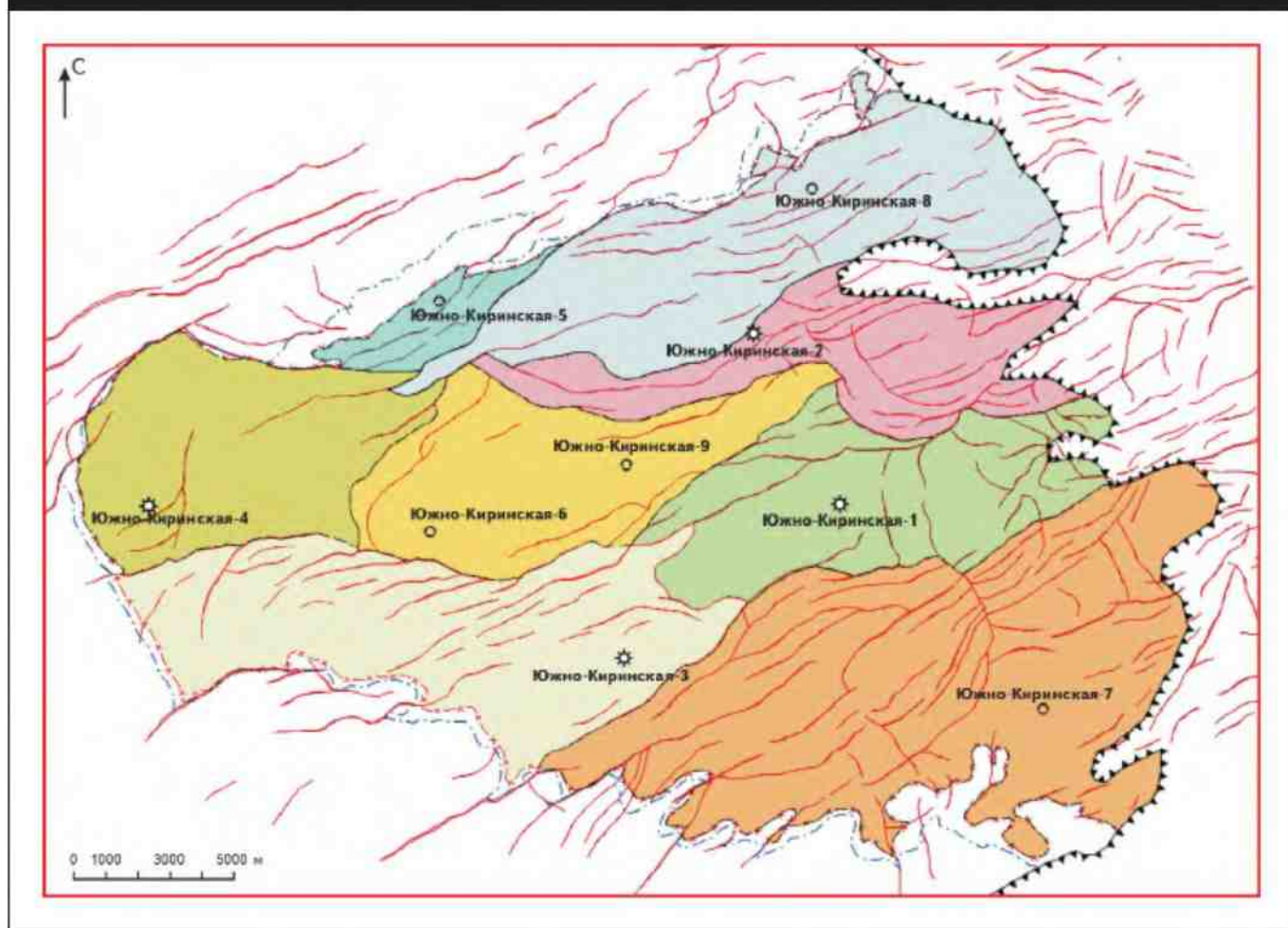
На месторождении по результатам сейсморазведочных работ 3D выделено семь крупных блоков, гидродинамическая взаимосвязь которых уточняется [1]. Это свидетельствует о его сложном геологическом строении (рис. 2).

Образование дагинских отложений определялось деятельностью





Рис. 2. РАСПОЛОЖЕНИЕ БЛОКОВ НА ПЛОШАДИ ЮЖНО-КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



мощной дельтовой системы крупных рек (Палеоамур, Палеоаргунь, Палеотумнин), стекающих с возвышенностей Азиатского материка [2].

Породы дагинского горизонта формировались на весьма обширной дельтовой платформе с каналами, барьерными рифами, пляжами и песчаными косами. Вертикальные колебания платформы привели к плавным переходам геолого-геофизических свойств на выделяемых блоках. Коллекторы представляют собой аркозовые песчаники и алевриты, реже гравелиты. В составе обломочной части пород преобладают кварц, кислые плагиоклазы, калиевые полевые шпаты. На контактах обломков присутствуют конформные и инкорпорационные структуры. Обычно встречаются чешуйки хлоритизированного биотита и мусковита, магнетит, гранат, циркон. В единичных случаях отмечены обломки амфибола, полностью замещенного хлоритом, магнетитом, лейкоксеном [3].

Источники сноса состояли из кислых интрузивных и в меньшей степени эффузивных пород, а также пород

слабой степени регионального метаморфизма. Об этом свидетельствует состав обломков пород, которые слагают иногда до 30 % обломочной части коллекторов дагинского горизонта.

Глинистые минералы цемента пород-коллекторов формировались в прибрежных и глубинных условиях, а также гипергенным путем. По результатам электронной микроскопии и рентгено-структурного анализа установлено преобладание каолинита и гидрослюда. В отдельных участках встречены смектит и хлорит, что может свидетельствовать о глубоководных условиях образования пород. Количество глинистого тонкодисперсного материала по данным гранулометрического анализа зерна и результатам ГИС изменяется от 8 до 36 %.

Глинистые породы формируются в прибрежных условиях, на шельфе и в глубинных частях бассейна. Важнейшим условием их накопления являются спокойная обстановка и очень слабая гидродинамика. Глинистые частицы при активной гидродинамике не осаждаются согласно закону Стокса. Частицы размером менее

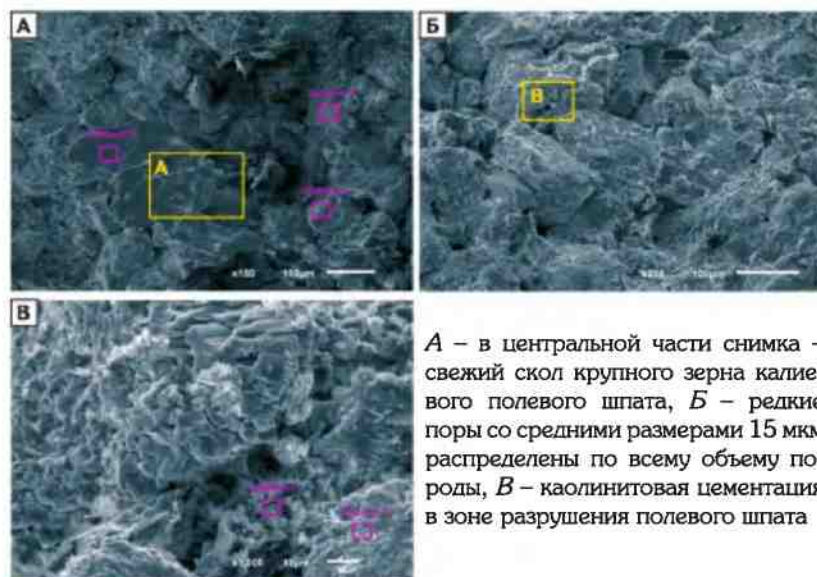


0,01 мм будут постоянно находиться во взвешенном состоянии. Для осаждения они должны так или иначе соединиться в более крупные образования. Этот процесс может быть чисто механическим, когда глинистые материалы образуют агрегаты, которые затем и осаждаются. По результатам растровой электронной микроскопии каолинит в породах дагинского горизонта по данным ООО “Газпром ВНИИГаз” нередко представлен крупноагрегатными пакетами хорошо окристаллизованных частиц гексагональной формы (рис. 3). Такой каолинит имеет аутигенное происхождение.

Глинистые минералы в составе дагинского горизонта образовались и гипергенным путем. При изучении шлифов, видно, что обломки полевых шпатов в коллекторах полностью или почти полностью замещены пелитами и серицитом. Таким образом, количество глинистых минералов в породах увеличивается, а их агрегаты, образовавшиеся на месте обломков полевых шпатов, не изменяют фильтрационно-емкостные свойства пород.

Что касается минерального состава глин, то, как отмечалось, в них преобладают каолинит и гидрослюда [4]. Эти минералы в общем случае характерны для профиля прибрежная зона – шельф – центральная часть бассейна. Сравнение частоты присутствия глинистых минералов в породах дагинского горизонта по линии скважин 4 – 6 – 3 (таблица) показало следующее. В породах скв. 6 относительно повышено содержание смектита и хлорита. Как показано в [5], породы миоцена Керченско-Таманского региона имеют повышенное содержание смектита и хлорита, что может определяться осаждением этих пород в относительно глубоководных участках. При этом в соседних приподнятых участках образуются преимущественно каолинит и гидрослюда. Изученные разрезы близки породам дагинского горизонта. Можно предположить, что на площади Южно-Киринской структуры в свое время был субмеридиональный прогиб тектонической природы, возможно, с подтоком термальных вод. Это и привело к ускоренному образованию смектита и хлорита, что видно в керне скв. 6. В коллекторах дагинского горизонта также выявля-

Рис. 3. ГЛИНИСТЫЕ МИНЕРАЛЫ, ЗАПОЛНЯЮЩИЕ ПОРОВОЕ ПРОСТРАНСТВО КОЛЛЕКТОРА



А – в центральной части снимка – свежий скол крупного зерна калиевого полевого шпата, Б – редкие поры со средними размерами 15 мкм распределены по всему объему породы, Б' – каолинитовая цементация в зоне разрушения полевого шпата

ны аутигенные минералы, образующиеся преимущественно по цементу – это глауконит, кальцит, сидерит, доломит, пирит [4].

Изучался также минеральный состав пропластков и покрышек глинистых пород дагинского горизонта. Весьма вероятно, эти породы накапливались в более глубоководной обстановке, чем пласты коллекторов. Об этом свидетельствует значительное количество глауконита в изученных образцах глин – до 80 %, что достаточно необычно. При этом глауконит здесь имеет, по-видимому, осадочно-химическую или осадочно-биохимическую природу. В коллекторах дагинского горизонта количество глауконита гипергенного происхождения не превышает 2 %.

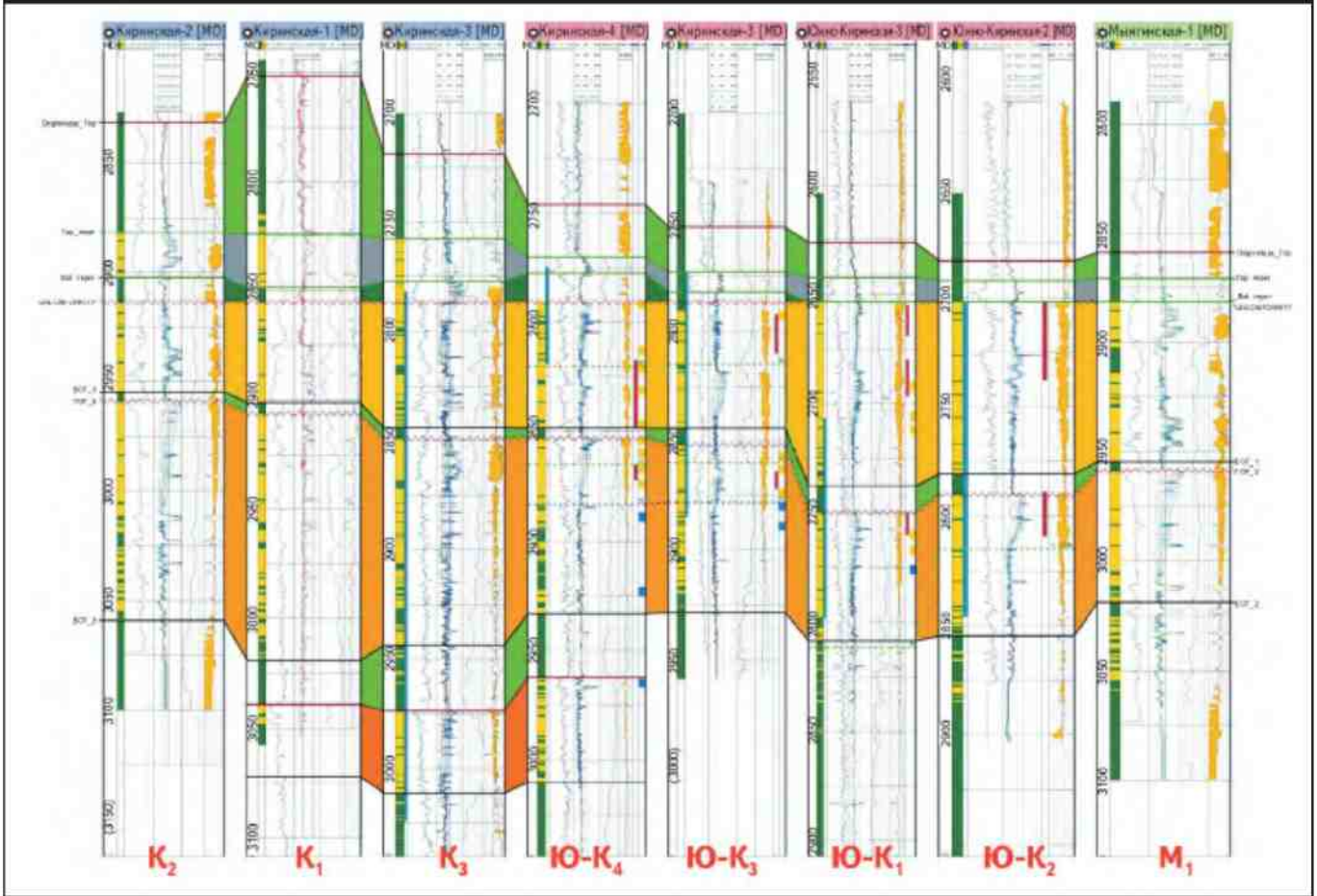
Как известно, глауконит образуется в области шельфа и в верхней части континентального склона на глубине от 20 до 150 м, максимально – до 300 м, а в сред-

Частота встречаемости глинистых минералов дагинского горизонта

Глинистые минералы, %	Сква. 4 (n = 17)	Сква. 6 (n = 60)	Сква. 3 (n = 40)
Смектит/гидрослюда	59	75	50
Гидрослюда	82	52	77
Каолинит	82	88	95
Хлорит	35	75	42



Рис. 4. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ ДАГИНСКОГО ГОРИЗОНТА



нем – 70-80 м [6, 7]. Таким образом, дагинские коллекторы, по-видимому, формировались на глубине около 20 м и меньше, а глинистые толщи – на более значительной глубине. Это подтверждает точку зрения о периодичности изменения условий осадконакопления при формировании пород дагинского горизонта.

Эффективные мощности коллекторов, определенные по ГИС, изменяются от 70 до 140 м в различных блоках месторождения. Оценка емкостных параметров коллекторов Южно-Кирицкого месторождения основывалась на прямых определениях пористости и проницаемости по керну и результатах интерпретации комплекса ГИС Schlumberger.

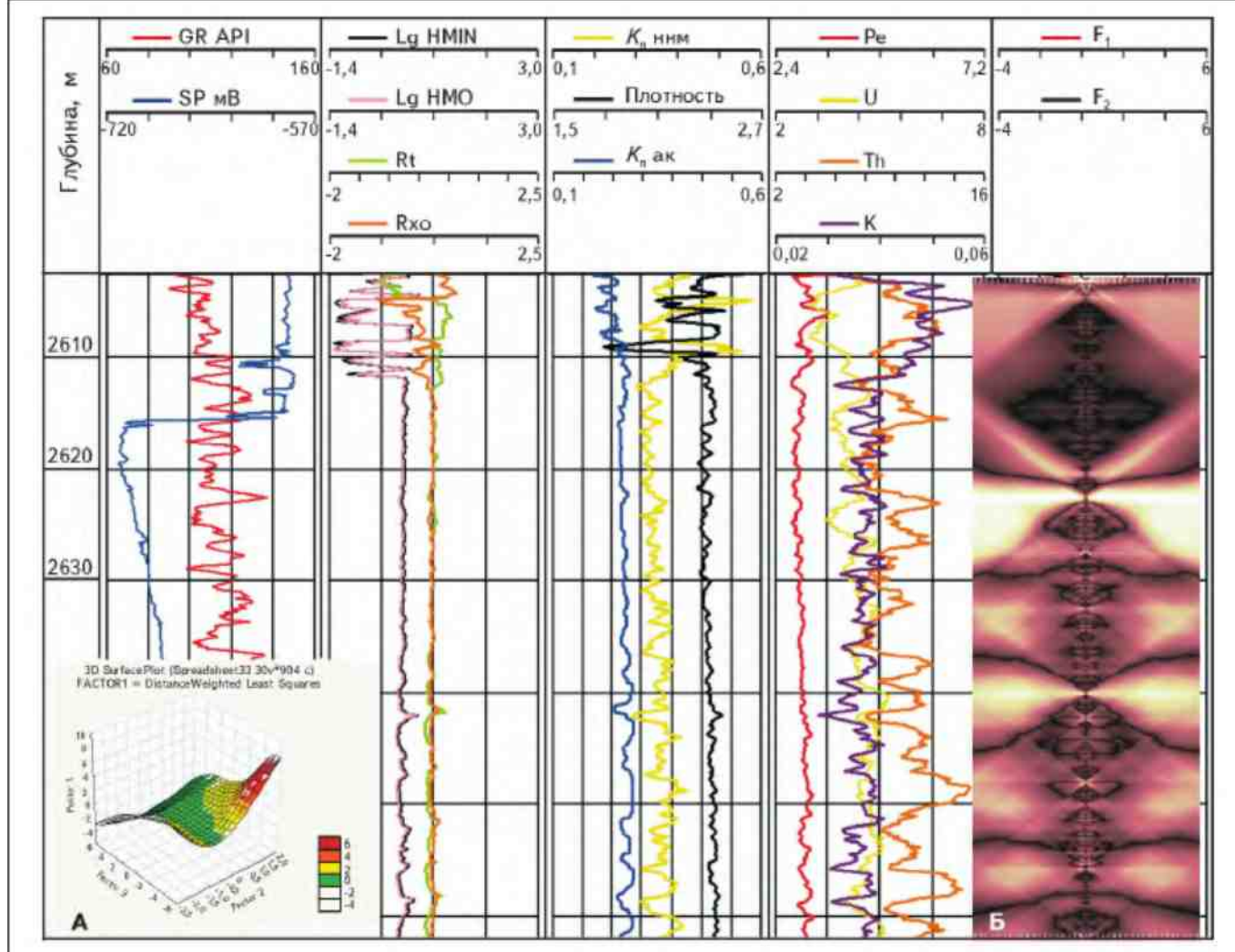
Продуктивные пласты дагинского возраста на указанных месторождениях присутствуют в разном количестве, на Южно-Кирицком их только два (рис. 4)

Значения средневзвешенной пористости продуктивных пластов по месторождению близки между собой и составляют в среднем 21-23 %. Проницаемость, определенная по керну, изменяется от  $35 \cdot 10^{-4}$  до  $214 \cdot 10^{-4}$  мкм<sup>2</sup>, проницаемость по ГИС с учетом глинистых включений несколько меньше.

Количественная оценка емкостных параметров коллекторов проводилась по комплексу ГИС Schlumberger в открытом стволе и исследованиях LWD в процессе бурения. Комплекс методов включал гамма-каротаж (интегральный и спектральный), собственную поляризацию, кавернометрию-профилеметрию, многозондовую электрометрию, нейтронный, акустический, гамма-гамма литоплотностной, спектральный нейтронный, термометрию, газовый и инклинометрию. Качество материалов ГИС хорошее, что в большинстве случаев подтверждается формой кривых и воспроизводимостью в интервалах перекрытия. Однако следует отметить, что бурение скважин на месторождении с использованием минерализованной промывочной жидкости, сопротивление которой не является контрастным с сопротивлением пластовой воды, несколько снижает информативность метода ПС. Из-за плохого технического состояния ствола скважины в некоторых участках разреза (увеличенный диаметр, желобообразование), качество таких методов, как нейтронный и литоплотностной каротаж, снижено. Как правило, их показания искажены и вводимые аппаратные поправки не адекватны



Рис. 5. РЕЗУЛЬТАТЫ СТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА



А – сжатие комплекса ГИС, Б – фрактальная структура геофизических данных

реальным скважинным условиям. В некоторых интервалах отсутствовала запись нейтронного каротажа из-за аппаратного сбоя. В интервалах больших каверн и желобов показания метода ГГК<sub>л-п</sub> значительно искажены, что делает невозможным количественную интерпретацию ГГК<sub>л-п</sub> в этом интервале.

На основе структурной обработки данных [8, 9] производились контроль качества, снижение помех, а также восполнение недостающей информации. На рис. 5 представлены результаты сжатия исходного комплекса ГИС с помощью факторного анализа.

Адекватности интерпретационных моделей невозможно добиться без учета присущей геологическим средам упорядоченности, проявлением которой является их фрактальная структура, сохраняющая самоподобие при переходе от микроуровня к макроуровню. Самоподобная иерархическая упорядоченная структура –

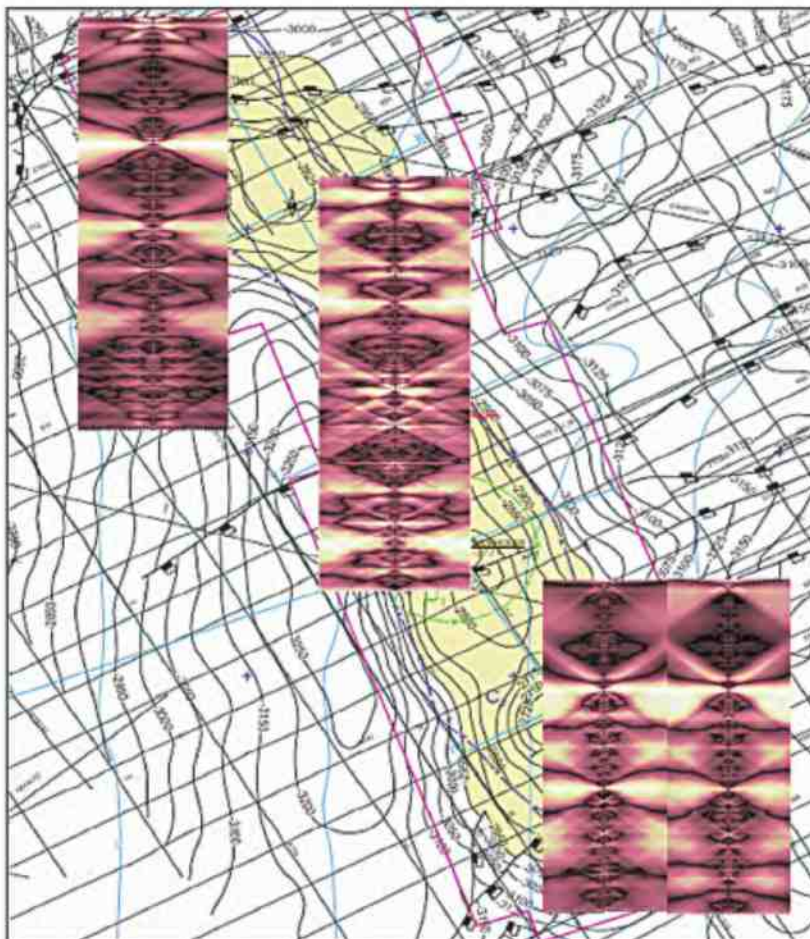
скейлинг геологических сред – повсеместно прослеживается как в данных петрофизики, так и физических полях. Поэтому традиционные модели, не учитывающие самоподобия, представляются очень упрощенными. Укрупнение каркасной модели, производилось на основе непрерывного wave-let-анализа (рис. 6).

Это позволило изучить закономерности иерархической организации изменения физических свойств разреза по данным ГИС, которые проявляются в статистическом самоподобии их структуры в разных пространственных масштабах. Использование главных компонент повысило достоверность при выделении и локализации фаций, так как они концентрируют в себе информацию, не осложненную трендами и освобожденную от шума.

Применение данной технологии позволило решить следующие задачи:



Рис. 6. ФРАГМЕНТ КАРКАСНОЙ МОДЕЛИ ПРОДУКТИВНОГО КОЛЛЕКТОРА ДАГИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ WAVE-LET-АНАЛИЗА



На основании выполненных исследований и данных ранее проведенных работ [5, 10] были построены усредненные модели изменения фильтрационно-емкостных параметров по месторождению (рис. 7).

Модели показывают, что глинистость заметно уменьшается в северо-северо-восточном направлении (в 3 раза). Наиболее высокие значения пористости и проницаемости отмечены на северном крыле, причем при незначительном изменении пористости (на 2 %), происходит заметное изменение проницаемости. Таким образом, очевидно, что глинистость является существенным фактором в формировании фильтрационно-емкостных свойств Южно-Киринского месторождения.

#### Заключение

1. В результате исследований установлено, что фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторов дагинского горизонта Южно-Киринского месторождения, оценка которых проведена по керну и ГИС, существенно зависят от минерального состава и количества глинистого материала.

2. Глинистые минералы в составе коллекторов дагинского горизонта образовались седиментационным и гипергенным путем. По

минеральному составу преобладают каолинит, хлорит и гидрослюда.

3. Выявлена зональность и построены модели распространения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного горизонта.

4. Технология "структурного анализа данных" позволяет повысить достоверность геолого-геофизической модели месторождения.

5. Полученные результаты могут быть использованы для уточнения геологической и фильтрационной моделей месторождения.

#### Литература

1. Барков А.Ю. Южно-Кириנסкое месторождение. О проблемах и трудностях разведки сложно-построенных месторождений на шельфе / А.Ю.Барков, Я.И.Штейн // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Аркти-

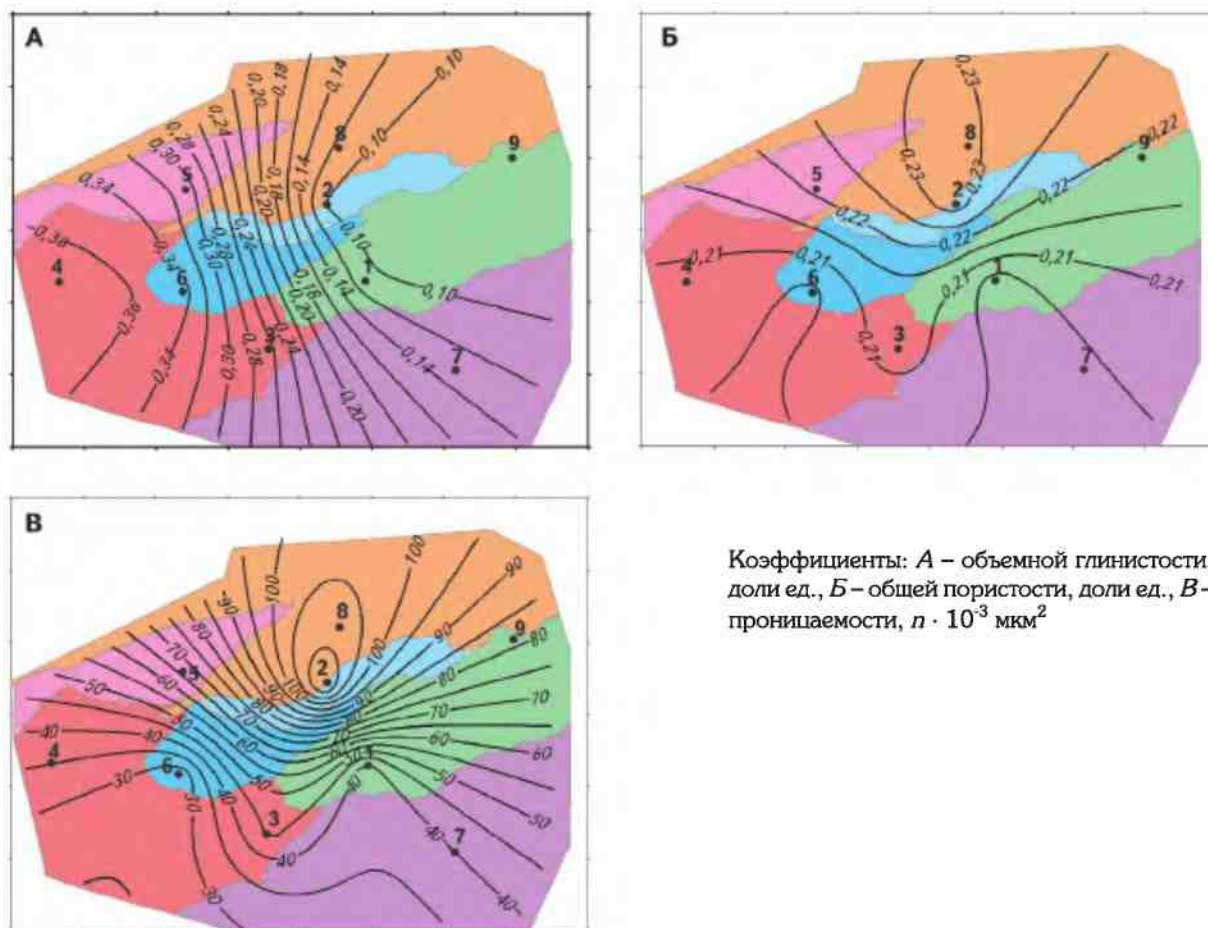
- повысить достоверность первичной геофизической информации;
- выделить элементарные циклы осадконакопления;
- изучить вложенность более мелких циклов в крупные, уточнить геологическое строение месторождения и обосновать процедуру укрупнения модели (upscaling);
- получить информацию о типе разреза, его слоистости, направленности и цикличности.

По результатам этих исследований было обосновано укрупнение каркасной геологической модели и создана основа для создания гидродинамической модели.

В результате комплексных исследований керна и ГИС установлено, что фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторов дагинского горизонта существенно зависят от минерального состава, количества глинистого материала и особенностей расположения продуктивных пластов в отдельных блоках месторождения.



Рис. 7. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ГИС ДЛЯ ДАГИНСКОГО ГОРИЗОНТА ЮЖНО-КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Коэффициенты: А – объемной глинистости, доли ед., Б – общей пористости, доли ед., В – проницаемости,  $\mu \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

ка и Дальний Восток. Тезисы докладов. – ООО “Газпром ВНИИГаз”, 2014.

2. **Харахинов В.В.** Нефтегазовая геология Сахалинского региона / В.В.Харахинов. – М.: Научный мир, 2010.

3. **Аулова Д.Ю.** Влияние глинистости на фильтрационно-емкостные свойства коллектора Южно-Киринского месторождения / Д.Ю.Аулова, В.С.Жуков, В.В.Моторыгин и др. // Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток. Тезисы докладов. – ООО “Газпром ВНИИ-Газ”, 2014.

4. **Дзюбло А.Д.** Особенности состава и свойства продуктивных пород дагинского горизонта месторождений Киринского блока / А.Д.Дзюбло, О.А.Шнип, А.Ю.Макарова // Нефть, газ и бизнес. – 2014. – № 12.

#### LITHOLOGIC-GEOPHYSICAL CHARACTERISTICS FOR THE DAGINSK HORIZON ROCKS OF THE SOUTH-KIRINSKOE FIELD

*Dzyublo A.D., Shnip O.A., Altukhov E.E., Tscherbakova A.Iu.* (Gubkin Russian State University of Oil and Gas)

The article presents the quantitative assessment for reservoirs volume parameters according to Schlumberger geophysical well logging complex for the open borehole and LWD research during drilling. Complex methods included the following types of logging, they are gamma (integral and spectral), induced potential, caliper-profile, multiplesonde electric, neutron, acoustic, gamma-gamma litho-density, spectral neutron, thermometry, mud and inclinometry of 3D seismic survey. The article provides the results of electron microscopy and X-ray-structural analysis. The regularities in hierarchical organization of section's physical properties change were studied according to geophysical well logging data. The use of principle components allowed to distinguish and locate facies more efficiently. Enlargement of geophysical model was substantiated and basement for hydrodynamic model was provided. Obtained results could be used to design more detailed deposit's geological and filtration model.

**Key words:** paleogeography; reservoir and cap lithology; reservoir volume parameters; assessment; geologic and hydrodynamic deposit's model.

5. **Ростовцева Ю.В.** Седиментогенез в бассейнах среднего и позднего миоцена Восточного Паратетиса (старотипический Керченско-Таманский регион): дисс.... доктора геол. минер. наук / Ю.В.Ростовцева. — М., 2012.

6. **Формозова Л.Н.** Глауконит / Л.Н.Формозова. — М.: Недра, 1949.

7. **Горбунова Г.М.** Глаукониты юрских и нижнемеловых отложений центральной части Русской платформы / Г.М.Горбунова // Тр. ИГН АН СССР. — 1950. — Вып. 114.

8. **Алтухов Е.Е.** Применение технологии структурного анализа данных ГИС для изучения геологических разрезов скважин / Е.Е.Алтухов // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2008. — № 2.

9. **Алтухов Е.Е.** Технология структурного анализа для обработки и интерпретации данных ГИС месторождений нефти и газа / Е.Е.Алтухов // Нефть, газ и бизнес. — 2007. — № 10.

10. **Дзюбло А.Д.** Геологическое строение и нефтегазоносность Кириного блока шельфа о.Сахалин / А.Д.Дзюбло, О.А.Шнип, К.Э.Халимов // Нефть газ и бизнес. — 2013. — № 3.

© Коллектив авторов, 2016

*Александр Дмитриевич Дзюбло,*

профессор,

доктор геолого-минералогических наук,  
dzyublo.a@gubkin.ru;

*Олег Александрович Шнип,*

профессор,

доктор геолого-минералогических наук,  
oa.shnip@mail.ru;

*Евгений Евгеньевич Алтухов,*

доцент,

кандидат технических наук,  
aee@gubkin.ru;

*Анна Юрьевна Шербакова,*

старший преподаватель,

amakarova\_88@mail.ru.