

УДК 553.982.2

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ВЕРХНЕЮРСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РАЙОНАХ СРЕДНЕКАСПИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

А.В. Максютова¹, А.П. Железова¹, Е.В. Хромова¹, Е.А. Саламатина¹, С.А. Захарчук¹, Н.В. Золотой¹, С.Ю. Штунь², А.Г. Алексеев²

¹ Шлюмберже Лоджелко Инк. 125171, Россия, г. Москва, Ленинградское ш., д. 16а, стр. 3

² ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». 414024, Россия, г. Астрахань, Адмиралтейская ул., д. 1

Аннотация. Статья посвящена изучению сложности строения титонских карбонатных отложений в центральной части Среднекаспийского НГБ, которая обусловлена наличием многочисленных поверхностей эрозионных и стратиграфических несогласий, сильной дифференцированностью отложений по литологическому составу по латерали и, как следствие, различием фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Для этих отложений прослеживание целевых горизонтов без обоснованной и согласованной с фактическими данными концептуальной геологической модели чрезвычайно сложно. Авторам статьи удалось по результатам комплексной интерпретации сейсмических данных 3D, микроимджа FMI, ГИС и кернового материала на одном из месторождений построить согласованную сейсмогеологическую модель продуктивных пластов и выявить области распространения коллекторов с улучшенными ФЕС.

Ключевые слова. Седиментологический анализ, сейсмофациальный анализ, верхнеюрские карбонатные отложения, анализ физики пород, синхронная AVA-инверсия, прогноз фильтрационно-емкостных свойств.

INTEGRATED INTERPRETATION OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA IN THE STUDY OF UPPER JURASSIC CARBONATE SEDIMENTS IN THE AREAS OF THE MIDDLE CASPIAN OIL AND GAS BASIN

A.V. Maksjutova¹, A.P. Zhelezova¹, E.V. Khromova¹, E.A. Salamatina¹, S.A. Zakharchuk¹, N.V. Zolotoi¹, S.Yu. Shtun², A.G. Alekseev²

¹ Schlumberger Logelko Inc. 125171, Russia, Moscow, Leningradskoe shosse, 16a, b. 3

² LLC LUKOIL-Nizhnevolzhskneft. 414024, Russia, Astrakhan, Admiralteyskaya str., 1

Abstract. The article is devoted to the study of the complexity of the structure of the Tithonian carbonate sediments in the central part of the Middle Caspian oil and province, which is due to the presence of numerous surfaces of erosion and stratigraphic disagreement, a strong differentiation of sediments by lateral lithological composition and, as a result, the difference in reservoir properties. For these sediments, tracking target horizons without a conceptual geological model that is confident and consistent with actual data is extremely difficult. According to the results of complex interpretation of 3D seismic data, FMI micro-image, logging and core material, the authors of the article managed to build a consistent seismic-geological model of productive strata and identify reservoir distribution areas with improved reservoir properties.

Key words. Sedimentological analysis, seismic facies analysis, Upper Jurassic carbonate sediments, rock physics analysis, simultaneous AVA-inversion, reservoir properties forecast.

Общие сведения о геологическом строении месторождения

Изучаемое месторождение располагается в пределах структуры, приуроченной к Центрально-Каспийской системе прогибов и поднятий.

Этот тектонический элемент находится в составе эпигерцинской платформы, которая имеет палеозойский фундамент и перекрывается пермско-четвертичным осадочным чехлом. Среди осадочного чехла выделяются доплитный (пермско-триасовый, доюрский также) и плитный (юрско-четвертичный) комплексы [7].

В пределах ниже-, среднеюрского и верхнеюрского комплексов установлены следующие элементы нефтегазоносного комплекса [6]: нефтематеринские породы – ниже-, среднеюрские (J_1 – J_2) глинистые толщи, коллекторы – терригенные отложения средней юры (J_2) и карбонатные отложения верхней юры (J_3), покрышки – верхнеюрские ангидриты (J_3) и неокомские глины (K_1). Верхнеюрские карбонат-

ные (J_3) отложения являются главными резервуарами на данном месторождении с промышленными запасами газоконденсата [6]. В пределах изучаемого месторождения выделено три продуктивных пласта титонского возраста ($J_{3т1}$, $J_{3т2}$, $J_{3т3}$) (рис. 1). В этой статье будет подробно рассмотрен самый верхний продуктивный пласт карбонатных отложений ($J_{3т1}$), которые авторы обозначают как пласт № 1.

Улучшенные ФЕС карбонатных отложений изучаемого пласта связаны главным образом со вторично образованной пористостью. Сложность реконструкции условий накопления данного пласта обусловлена большим числом геологических факторов, влияющих на образование первоначального пустотного пространства, от строения которого зависит дальнейшее формирование вторичной пористости. Выявление природы образования имеющегося пустотного пространства в продуктивном пласте ($J_{3т1}$) позволит более корректно спрогнозировать коллекторские свойства с использованием предлагаемого авторами методического подхода.

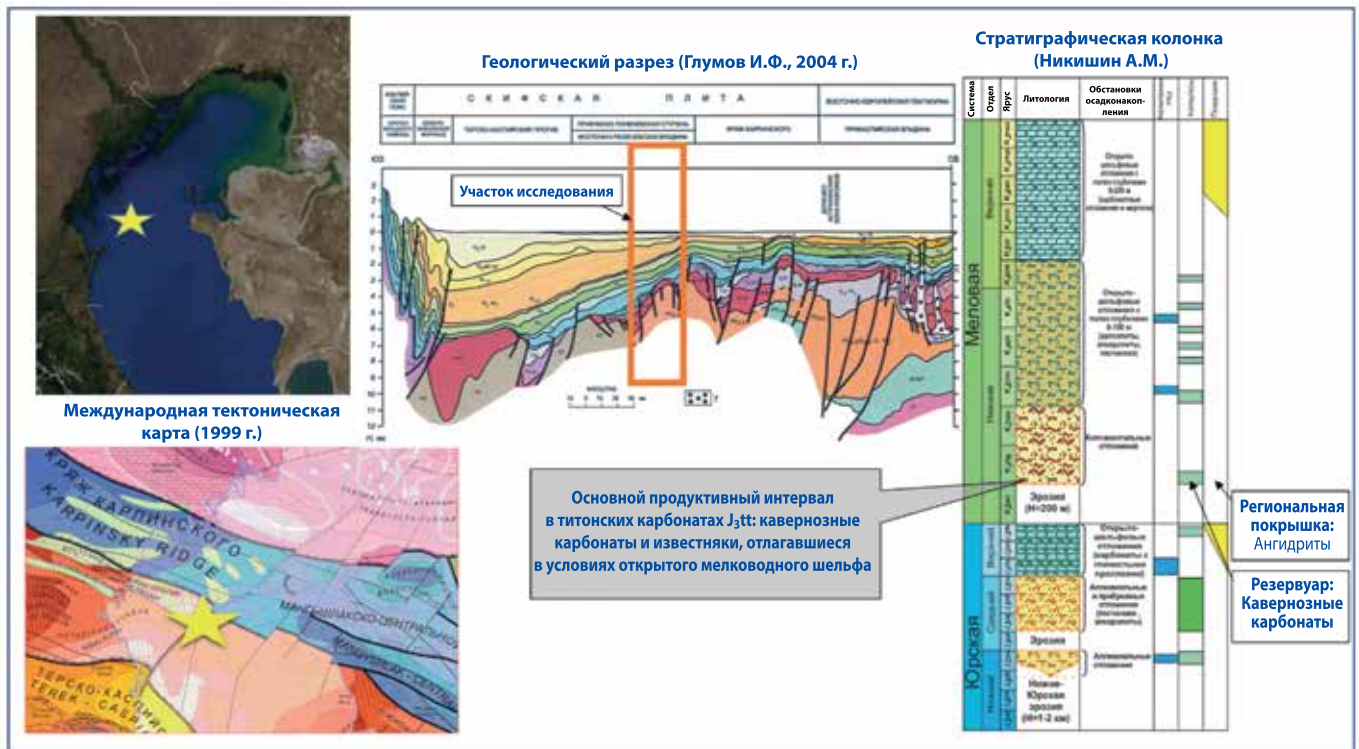


Рис. 1

Общие представления о геолого-тектоническом строении исследуемого района

Методика построения согласованной сейсмогеологической модели

Для успешного прогноза коллекторских свойств авторами статьи был использован расширенный спектр процедур сейсмогеологического анализа, адаптированный для карбонатных коллекторов продуктивных пластов, включая отложения пласта № 1:

- высококачественная обработка сейсмических данных 3D с интерпретационным сопровождением по технологии Well Driven Seismic [4], разработанной компанией «Шлюмберже», позволяющая получить детальные сейсмические данные с сохранением амплитудно-частотных характеристик поля в целевом интервале разреза;

- сеймостратиграфическая привязка сейсмического волнового поля к скважинам для отождествления сейсмических отражений со стратиграфическими границами опорных и продуктивных пластов;

- детальное описание керна, проведение литотипизации, заготовка шлифов отдельных образцов, анализ априорной информации;

- детальная фазовая корреляция в целевом интервале сейсмического куба и по кубам инверсионных преобразований;

- определение секвенс-стратиграфических последовательностей и системных трактов с использованием данных ГИС, керна;

- построение стратиграфической последовательности напластования с выделением секвенсов согласно принципам секвенной стратиграфии с использованием данных сейсморазведки;

- последовательный анализ карт временных толщин, амплитуд, акустического импеданса, раз-

личных атрибутов сейсмической записи с целью уточнения секвенс-стратиграфической модели отложений;

- анализ влияния ФЕС, изменения литологии и насыщения по петроупругим свойствам по данным ГИС и керна;

- прогноз литологии и ФЕС по инверсионным сейсмическим преобразованиям в интервале продуктивного пласта;

- построение фациальной схемы отложений пласта № 1 на основе полученной на основе результатов комплексной интерпретации геолого-геофизических данных.

Литотипизация по данным керна

В описанной авторами методике построения согласованной сейсмогеологической модели большое значение имеет литотипизация, которая проводилась в два этапа: I этап – выделение литотипов по результатам седиментологического анализа; II этап – изучение петроупругих характеристик выделенных литотипов по ГИС и сейсмическим данным.

В ходе I этапа в качестве исходного материала использовались данные керна (макро- и микромасштаба) по пяти скважинам в интервале глубин, обозначенных на рис. 2, б, а также данные анализа ФЕС и данные микроимиджа FMI (Formation Micro Imager). В результате проведенного седиментологического анализа керна были выделены 23 литотипа, различающиеся по химико-минералогическому составу, текстуре, структуре (размерности зерен), наличию включений, ископаемым следам жизнедеятельности организмов, характеру пустотного пространства, оценочной пористости, трещиноватости,

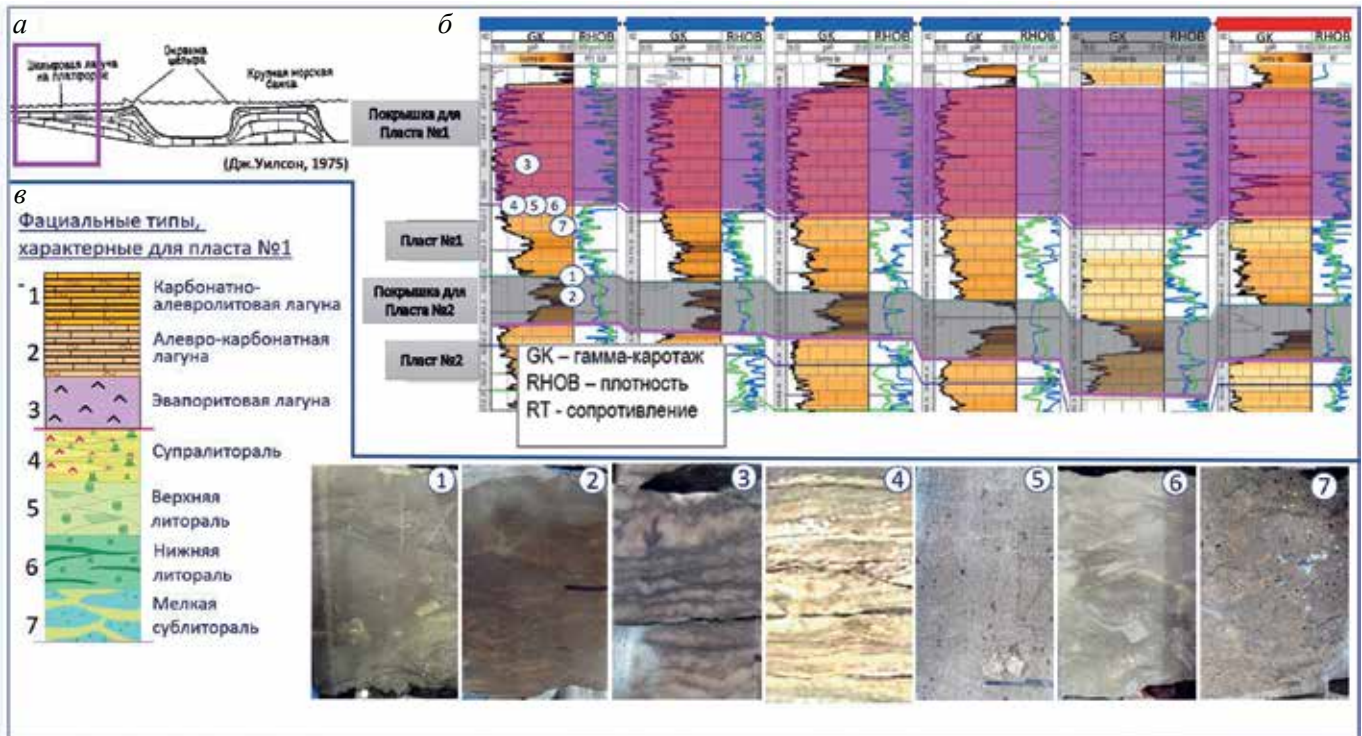


Рис. 2

а – локализация обстановок осадконакопления отложений пласта № 1 на схематичном профиле карбонатной платформы;
 б – корреляция разреза по скважинам на данном месторождении с границами продуктивных пластов и их покрышек;
 в – фациальные типы отложений пласта № 1 с соответствующими им диагностическими признаками по керну

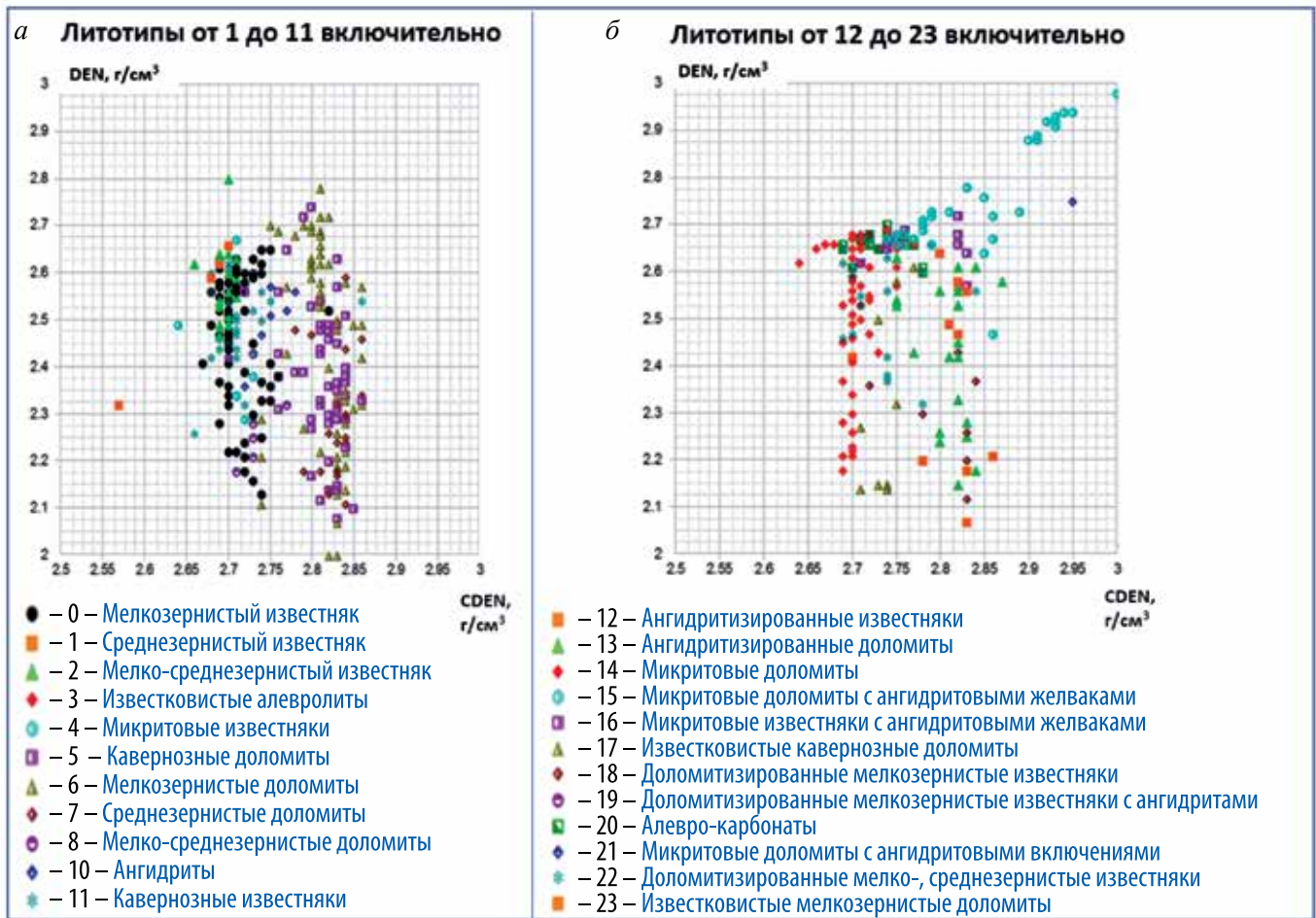


Рис. 3

Кросс-плоты зависимости объемной (DEN) и минералогической (CDEN) плотностей по данным керна с заливкой цвета согласно литотипам, выделенным по химико-минералогическому составу с учетом размерности зерен

Литотипизация по данным керна пласта № 1 на основе классификации Р. Данема, А. Эмбри, Дж. Кловена с фациальной принадлежностью и характеристикой пустотного пространства

На основе классификации Р. Данема, А. Эмбри, Дж. Кловена	Фациальная принадлежность	Тип пористости
Байндстоун	Мелкая сублитораль	Каверновый, межзерновой
Вакстоун, мадстоун	Мелкая сублитораль, вне иловых холмов	Внутризерновой, межкристаллический
Пеллетовый мадстоун, грейнстоун, литокластический вактоун в каналах	Литораль	Внутризерновой, межкристаллический, межзерновой
Бактериальные и водорослевые мадстоуны с ангидритовыми желваками	Супралитораль	Межкристаллический, фенестровый, каверновый
Мадстоуны с литокластической обломочной примесью	Карбонатно-алевролитовая/Алевро-карбонатная лагуна	Межкристаллический
Бактериальные и водорослевые мадстоуны с ангидритовыми линзами и прослоями	Эвапоритовая лагуна	Фенестровый

характера нефтенасыщения. При изучении выделенных литотипов по данным керна были построены кросс-плоты зависимостей объемной (DEN) и минералогической (CDEN) плоскостей, представленные на рис. 3, а, б. Для всех литотипов свойственен большой разброс значений объемной плотности в среднем от минимального значения 2,05 г/см³ до максимального 2,95 г/см³ при изменении минералогической плотности в меньшем диапазоне. Эти данные позволяют сделать вывод о том, что на изменение значения плотностей оказывает влияние размерность зерен изученных литотипов при одном минеральном составе, а также форма пустотного пространства в пределах всего титонского интервала, включая изучаемый продуктивный пласт № 1.

Исходя из полученных наблюдений отображения изменения плотностных характеристик на изменение формы пустотного пространства, в дальнейшем, на II этапе, следует использовать литотипизацию с учетом упругих свойств по сейсмическим данным, подробнее о котором будет описано в пункте «Петроупругий анализ».

В ходе I этапа литотипизация осуществлялась на основе классификации Р. Данема, А. Эмбри, Дж. Кловена [5] с разделением по форме пустотного пространства (табл.). Детальная характеристика литотипов с подробным описанием условия осадконакопления приводится в пункте «Литолого-фациальный анализ».

Проведенный седиментологический анализ показывает, что в изученном разрезе пласта № 1 удается выделить шесть литотипов карбонатных отложений по выбранному методу классификации. Для определенных авторами литотипов в связи со слабой преобразованностью пород, а также с сохранностью первичных свойств удалось выяснить фациальную принадлежность и характеристику пустотного про-

странства (табл.). Детали литолого-фациального анализа приводятся ниже.

Литолого-фациальный анализ

Результаты литолого-фациального анализа используются в дальнейшем для прогнозирования зон с улучшенными ФЕС в ходе II этапа. В основе анализа лежит выделение фаций по литологическому признаку и не только. В ходе I этапа по данным исходного материала керна и ГИС авторам удалось определить генезис отложений для каждой фации по характерным композициям карбонатной, глинистой, сульфатной и привнесенной кластической составляющей.

По итогам анализа карбонатных отложений пласта № 1 были выделены следующие фации: мелкая сублитораль, литораль (верхняя и нижняя), супралитораль, лагуна с карбонатно-алевролитовым и алевритоканкарбонатным осадконакоплением и эвапоритовая лагуна. Карбонатный разрез и наличие в разрезе пласта $J_{3т1}$ желваков и вкраплений ангидритов, переходящих вверх по вертикали в ангидритовый пласт средней мощностью 20 м, свидетельствует о том, что отложения накапливались в условиях полуизолированной шельфовой лагуны, существовавшей в аридном климате. До карбонатной седиментации в период высокого стояния относительного уровня моря (ОУМ) на изучаемом участке накапливались карбонатно-алевролитовые лагунные отложения, где увеличение алевритовой составляющей характеризует улучшение изолирующих свойств.

Для понимания логики выделения авторами литотипов в ходе I этапа в отложениях пласта № 1 и диагностируемых по ним фациальных зон далее приводится описание характерных для этих литотипов признаков.

На рис. 2 среди фациальных типов показаны идентифицированные авторами самые глубоководные отложения в пределах изучаемого участка данного пласта – мелководные шельфовые отложения мелкой сублиторали. Седиментация их происходит на глубинах от десятков до сотен метров, распространяясь по латерали до окраины шельфа, т.е. ниже базиса действия нормальных волн в водах, насыщенных кислородом, с нормальной соленостью и хорошей циркуляцией течений [2]. Поскольку эти обстановки распространены на широкой части морского дна и осадконакопление в них сильно зависит от рельефа, литотипы данной фациальной зоны могут сильно различаться по характеристикам, как это наблюдается в разрезе пласта № 1.

Среди литотипов мелкой сублиторали на исследуемом участке по данным керна был выделен литотип «байндстоун» илового холма средней мощностью около 12 м, вскрытый пятью скважинами из имеющихся шести. Такие холмы, возвышающиеся над окружающими осадками на несколько метров или десятков метров, крутизна которых может быть от 1–2 до 25°, образуются группами на положительных элементах рельефа морского дна и в сумме занимают нередко большие площади [6]. В образовании этих холмов принимают участие ренальцисы (сине-зеленые водоросли), а также значительное количество зернистых известняков из разнообразного водорослевого детрита, масса сгустковых карбонатов и в меньшем количестве обычные детритовые породы [6]. Кроме того, морфология холмов зависит от множества факторов: температуры воды, подходящей солености (от 22 до 40‰), прозрачности воды, направления и силы течений, а также направления ветров [3]. Эти признаки косвенно отражают

ся на следующих изменениях характера осадконакопления в пределах изучаемого пласта: содержание и состав обломочного детрита, мощность и угол наклона прослоев водорослевых корок, направления роста каркасных компонентов, размер и форма выщелоченных в седиментогенезе пустот или образованных пор и др.

Основным литотипом в иловых холмах, выявленным авторами на изучаемом участке, и главным литотипом продуктивного пласта № 1, согласно упомянутой выше структурной классификации карбонатных пород Р. Данема, А. Эмбри и Дж. Кловена, являются «байндстоуны», проиллюстрированные на рис. 2 литотипом под номером 7. Они представлены водорослевыми доломитами (рис. 4) со слоистой и линзовидно-слоистой текстурой с наличием частично выщелоченного детрита крупных обломков раковин брахиопод и остракод в промежутках между пластинчатыми и таблитчатыми сине-зелеными водорослями.

Также по результатам фациально-литологического анализа в пониженных и субгоризонтальных выровненных участках в зоне мелкой сублиторали в интервале пласта № 1: микритовые вакстоуны, мадстоуны, богатые включениями фаунистических остатков раковинно-обломочного детрита и обломков водорослей. Такое однообразие фауны связано с излишней соленостью вод, где происходила седиментация, характерная для отложений пласта № 1. По региональным данным, в пределах изучаемого участка в верхнеюрское время происходило обособление Среднекаспийской части от северной и южной в результате тектонической активности и образования барьеров в центральной, самой при-



Рис. 4
 Диагностические признаки доломитизированных водорослевых байндстоунов иловых холмов пласта № 1

поднятой части Каспийского моря [1]. Кроме того, при анализе авторами шлифов во время I этапа было обнаружено, что обломки водорослей несколько сплюснуты, что является косвенным признаком повышенной солености водоема. В разрезе отложений пласта № 1 такие однообразные сублиторальные отложения представлены слабовыраженными массивными текстурами, сильно отличающимися от байндстоунов, развивающихся в фациальной зоне мелкой сублиторали.

В ходе анализа керна пласта $J_{3т1}$ также были диагностированы литотипы, располагающиеся при седиментации ближе к береговой линии, где преобладают межприливные фации литорали и супралиторали, представленные на рис. 2 литотипами под номерами 5 и 6. Линзовидность литотипов нижней литорали (номер 6 на рис. 2) обусловлена переслаиванием темных пелитоморфных разностей и более светлых пелоидных разностей, в которых прослеживается биотурбация [3].

В строении литотипов верхней литорали (номер 5 на рис. 2) отложений изучаемого пласта, определяющим признаком которой является высокая энергетика среды [3], преобладает зернистый компонент хорошей окатанности, состоящий из оолитовых обломков водорослей, раковин, литокластов, пелоидов. Также в зернистом компоненте, кроме пелоидов, часто встречаются скопления остракодового и брахиоподового детрита (длиной до 2–3 см), образующего ракушниковые скопления.

Для эвапоритовой лагуны в условиях полуизоляции характерно переслаивание доломитовых и ангидритовых прослоев, причем мощность последних увеличивается вверх по разрезу от 1–2 мм до 20–30 см по мере приближения к ангидритовой толще.

В подошве карбонатного продуктивного пласта № 1 наблюдается литологическая граница перехода от карбонатного разреза к алевроитокarbonатному. Эта граница соответствует трансгрессивным отложениям с преобладанием карбонатной составляющей, что свидетельствует о начале накопления нового цикла седиментации карбонатного осадконакопления в условиях полуизоляции. До момента накопления трансгрессивных отложений накапливались карбонатные отложения с алевролитовой составляющей, что говорит о близости береговой линии и свободном привносе мелко- и среднезернистого литокластового материала временными и постоянными потоками в результате сноса с берега. В разрезе эти фации представлены разнообразными отложениями, в зависимости от топографии рельефа и размещения источников привноса (рис. 2).

Таким образом, детально изучив разрез отложения пласта № 1, авторами были получены представления об особенностях изученных литотипов, о фациальных зонах, имеющих в пределах изучаемого месторождения, в соответствии с имеющимися общими седиментологическими понятиями взаимосвязанности их друг с другом. Завершающим процессом изучения карбонатных отложений пласта $J_{3т1}$ во время I этапа авторами был проведен анализ коллекторских свойств литотипов, в ходе

которого было выявлено, что образование дополнительного пустотного пространства в литотипах с улучшенными ФЕС связано с преобладанием вторичных процессов выщелачивания и доломитизации в байндстоунах ввиду особенности их седиментации.

Коллекторские свойства

Преобладающая часть продуктивной пачки № 1 титона сложена водорослевыми байндстоунами мощностью в среднем около 12 м, представленными кавернозными доломитами, в которых доломитизация и процессы выщелачивания способствовали увеличению пустотного пространства до значений открытой пористости 16–20%. Особенности текстуры байндстоунов повлияли на характер распределения пустот, наблюдаемых невооруженным взглядом.

Байндстоуны, как любое каркасное тело, состоят из непосредственно самого каркаса и осаждающегося между каркасом (в интерстициях) заполняющего обломочного биокластового материала. Каркас представлен своеобразной комбинацией водорослей микритовой размерности и детритового материала, между частями которого осаждаются мелко- и среднезернистый компонент. Таким образом, доломитизация и выщелачивание легко идут по зернистому межкаркастному материалу.

В зависимости от темпа образования осадка, который осаждается гораздо быстрее терригенного материала, и скорости перекрытия его верхними отложениями процесс выщелачивания может как благоприятно отразиться на структуре пустотного пространства в случае быстрого темпа седиментации, как в отложениях пласта № 1, так и неблагоприятно – при заполнении каверн эпигенетическим материалом [2]. Поскольку во время образования отложений изучаемого пласта происходил региональный тектонический подъем в средней части палеоокеана, за короткое в геологических масштабах время произошла полуизоляция бассейна, вследствие чего связанные между собой каверны байндстоунов в большей степени не успели заполниться эпигенетическим материалом.

По петрофизическим заключениям, так же как по результатам литолого-фациального анализа, основным типом коллекторов пласта № 1 авторами были выделены доломиты неравномерно кавернозно-поровые как по вертикали, так и по латерали. При этом каверны в целом в данной интегральной модели рассматривались как составляющая часть порового пространства в качестве пор большого размера. Это связано с тем, что на кросс-плоте зависимости пористости ($K_{побщ}$) и проницаемости ($K_{пр}$) замеренных в лаборатории образцов керна изменение каверновой пустотности (номер 6 на рис. 5, а) абсолютно согласуется с изменением порового и пустотного пространства во всем интервале титонских отложений, в том числе в отложениях пласта № 1. Несколько отклоняющиеся от общего тренда значения литотипа под номером 3 на данном кросс-плоте соответствуют кавернам, частично заполненным ангидритом и кальцитом, вследствие

чего каверны характеризуются различной формой и раскрытостью. Также о связности каверн следует из кросс-плота зависимости пористости (Кпобщ) и проницаемости (Кпр) образцов керн (рис. 5, б), где показана положительная закономерная связь по всем продуктивным пластам титонского интервала, включая отложения пласта № 1, где тренд корреляции представлен синей линией. Кроме того, по результатам седиментологического анализа отчетливо наблюдается увеличение коэффициента пористости (Кп), согласующейся с интервалами повышенной кавернозности, по направлению от подошвы пласта J_{311} к его кровле, при этом максимальное количество каверн приходится на более пористые прослои.

В ходе петрофизического анализа также было выявлено, что процессы, связанные с доломитизацией пород разреза пласта № 1, напрямую влияют на улучшение емкостных характеристик. Доломитизированные разности можно отнести к средним и высокочемким коллекторам. На кросс-плоте зависимости пористости по керну (CPOg_ker) и пористости по ГИС (CPOg), показанном на рис. 5, в, видна четкая положительная зависимость в интервале титонского яруса, включая отложения пласта J_{311} .

Результаты интерпретации расширенного комплекса ГИС совместно с результатами керновых исследований позволили выявить закономерность увеличения емкостного пространства в коллекторах в зависимости от увеличения доломитовой со-

ставляющей в карбонатной породе, а также отнести главные коллекторы в интервале пласта № 1 к кавернозно-поровому типу пористости. Таким образом, в результате петрофизического и седиментологического анализов удалось получить надежную объемную литолого-насыщенную модель пласта № 1 в рамках разрешающей способности ГИС.

Для понимания площадного распространения литотипов с улучшенными ФЕС в межскважинном пространстве в интервале пласта № 1 применялся анализ петроупругих свойств карбонатных отложений и ФЕС по сейсмическим данным.

Анализ петроупругих свойств горных пород

Петроупругий анализ позволяет обосновать возможность сейсмического прогноза коллекторских свойств в интервале пласта № 1. Для корректного понимания особенностей строения изучаемого пласта в межскважинном пространстве определялись целевые характеристики коллектора (пористость, доля искомого литотипа) и количественные критерии (значения вероятности разделения по упругим свойствам искомого литотипа от вмещающих пород), которые обеспечивают их оптимальное прогнозирование по восстанавливаемым в ходе сейсмической инверсии упругим параметрам (акустическому импедансу, соотношению V_p/V_s). По результатам анализа физики пород оценивалось наличие взаимосвязей между коллекторскими и упругими свойствами пород

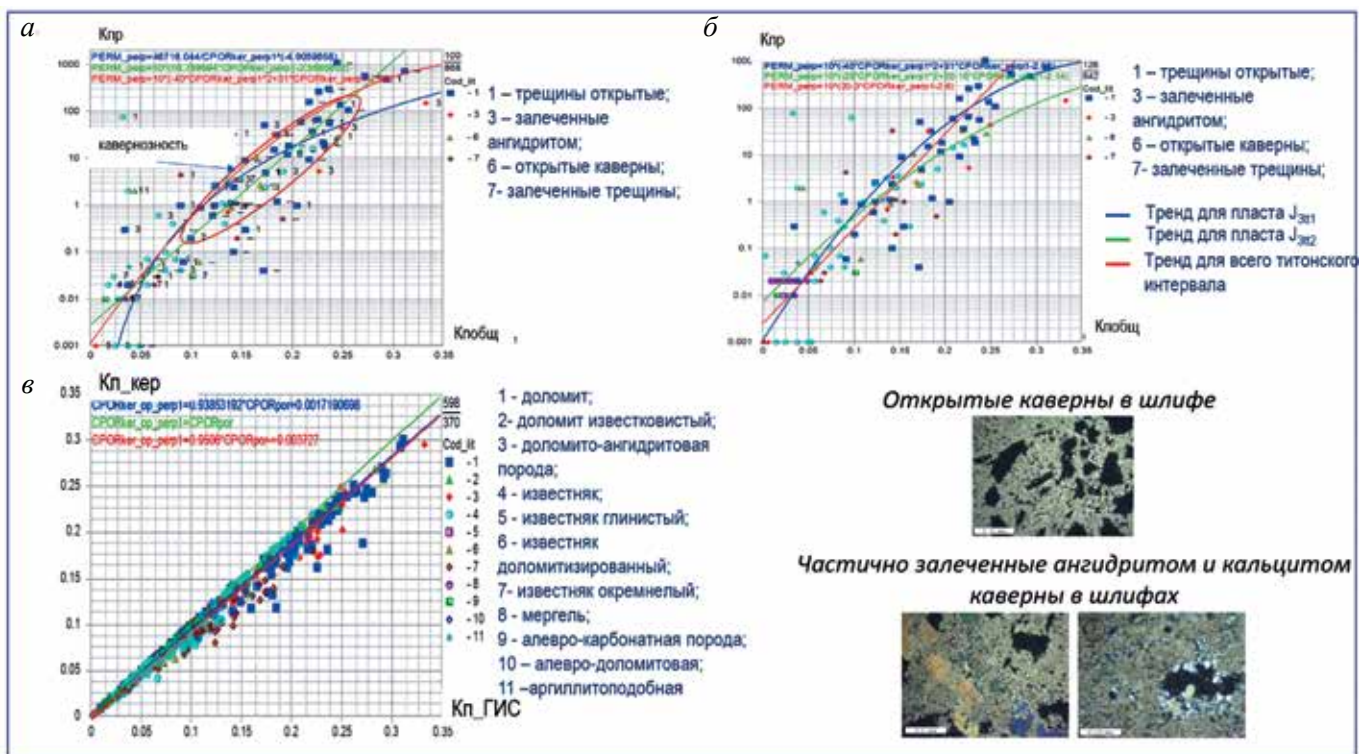


Рис 5

Кросс-плоты зависимостей:

- а – коэффициента проницаемости (Кпр) и коэффициента общей пористости (Кпобщ) по данным керн с заливкой цвета согласно разделению карбонатных отложений пласта № 1 по типу трещин (открытые, залеченные) и каверн (открытые, частично залеченные ангидритом);
- б – коэффициента проницаемости (Кпр) и коэффициента общей пористости (Кпобщ) по данным керн с отображением линией трендов корреляции продуктивных пластов;
- в – пористости по керну (CPOg_ker) и пористости по ГИС (CPOg) с заливкой согласно минеральному составу карбонатных отложений титонского яруса

пласта № 1. Используя кондиционные замеры скоростей продольных (V_p) и поперечных (V_s) волн, объемной плотности (и производных от них величин – акустического импеданса, V_p/V_s), а также результаты интерпретации данных ГИС, полученных при построении петрофизической модели, седиментологического анализа керна, было сделано заключение о наличии закономерностей влияния фильтрационно-емкостных и литологических характеристик на упругие свойства пород в интервале пласта № 1, детальное описание которого приводится ниже.

В качестве входных данных для анализа использовались следующие характеристики: объемы минеральных компонент (кальцит, доломит, ангидрит и иллит), информация о наличии или отсутствии коллектора, а также сейсмолитотипы, полученные в результате «укрупнения» литотипов, выделенных по результатам петрофизического и седиментологического анализов, в связи с ограничением разрешающей способности ГИС и сейсморазведки – от 10–20 см по результатам литолого-фациального анализа до 8–10 м по результатам интерпретации ГИС и петроупругого анализа. В результате были получе-

ны два сейсмолитотипа: «кавернозные доломиты» и «известняки».

На рис. 6 показано влияние общей пористости в интервале значений от 0 до 25% на упругоплотностные свойства пород для пласта № 1 во всем интервале (рис. 6, *а*) и для каждого сейсмолитотипа отдельно (рис. 6, *б*, *в*). На всех кросс-плотах зависимости акустического импеданса от отношения V_p к V_s по данным ГИС наблюдается, что увеличение общей пористости приводит к существенному снижению величины акустического импеданса и некоторому снижению отношения V_p и V_s пород. Таким образом, при анализе кросс-плотов на рис. 6, *а* отмечается зона перекрытия одинаковых значений пористости в двух литотипах от 10 до 17% в диапазоне значений акустического импеданса от 12 до 14 МПа.см/м, при этом от значения 12 МПа.см/м и ниже наблюдается зона распространения высокопористых (17–25%) коллекторов сейсмолитотипа «кавернозные доломиты».

Кросс-плоты, проиллюстрированные на рис. 7, показывают, что наиболее высокими значениями скоростей обладают породы с минимальной пористос-

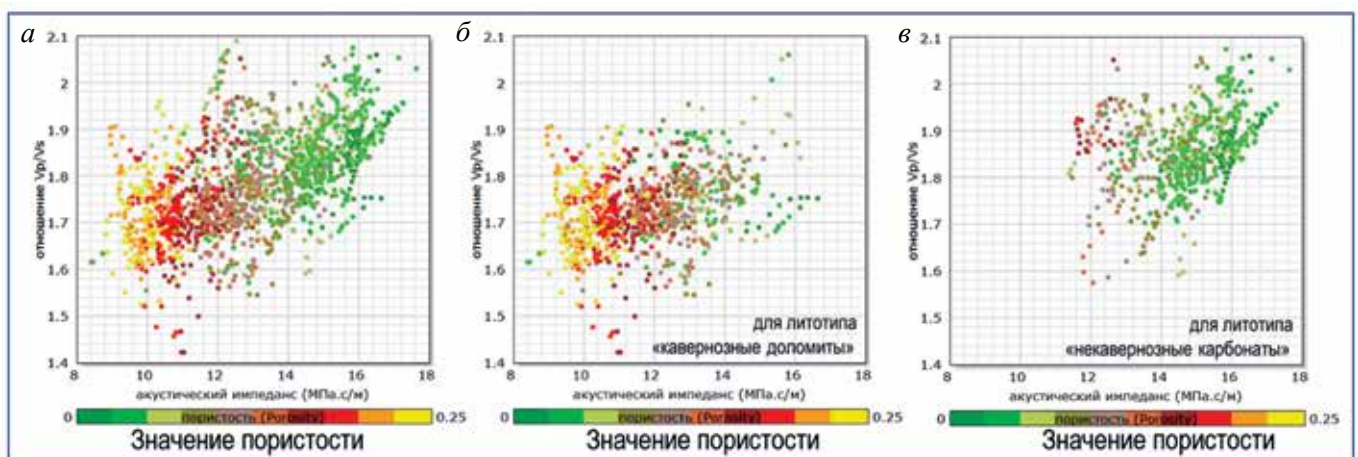


Рис. 6

Кросс-плоты сопоставления акустического импеданса и V_p/V_s по данным ГИС.

Заливкой показана общая пористость: *а* – для всего интервала пласта № 1; *б* – в интервале сейсмолитотипа «кавернозные доломиты»; *в* – в интервале сейсмолитотипа «некавернозные карбонаты»

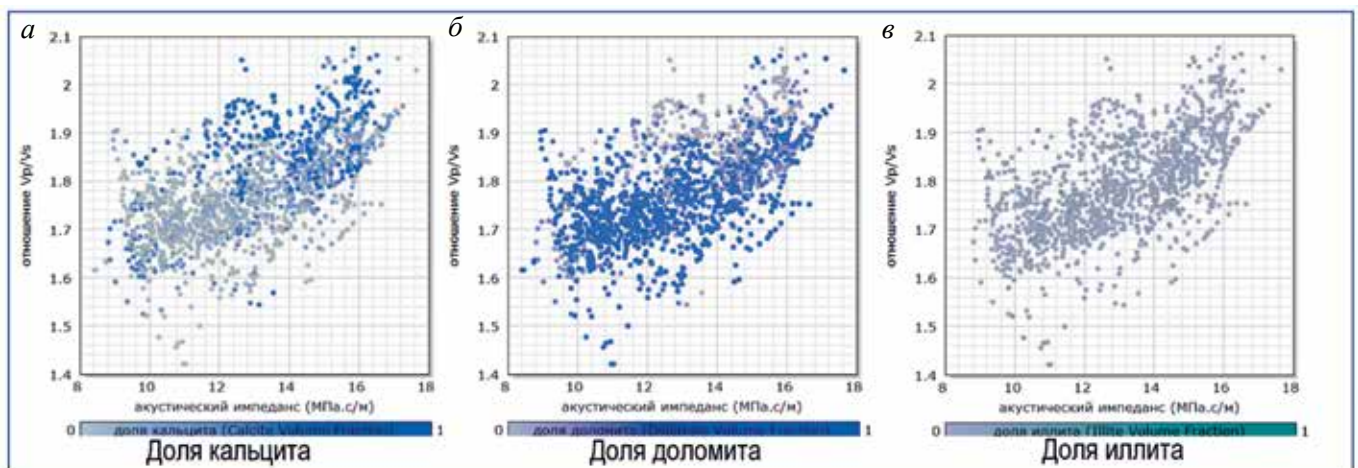


Рис. 7

Кросс-плоты акустический импеданс – V_p/V_s по данным ГИС в интервале пласта № 1.

Заливкой показано объемное содержание минеральных компонент: *а* – доля кальцита; *б* – доля доломита; *в* – доля иллита

тью с высоким содержанием кальцитовой компоненты. Для доломитовой компоненты не наблюдается выраженного тренда изменения скорости V_p при изменении пористости. Однако увеличение содержания доломита приводит к уменьшению акустического импеданса и небольшому снижению соотношения V_p/V_s . При увеличении содержания кальцита, напротив, увеличиваются как значения акустического импеданса, так и соотношение V_p/V_s . Влияние иллита в породе трудно оценить в связи с его низким процентным содержанием. По проиллюстрированным кросс-плотам рис. 7 замечается разделение карбонатной породы с большей долей доломита и меньшей долей кальцита по V_p/V_s , где в диапазоне значения наибольшей доли доломита соответствует значение V_p/V_s от 1,4 до 1,8.

На рис. 8, а, б, в приведены кросс-плоты, на которых показано влияние наличия коллектора (коллектор – красным, неколлектор – синим) на изменение упругих свойств по данным ГИС. Кластеры точек, соответствующие литотипам «коллектор» и «неколлектор», демонстрируют уверенное разделение в пространстве упругих свойств. Так, коллекторы имеют в целом пониженные значения акустического импеданса и меньшие значения V_p/V_s относительно неколлекторов. Тенденция сохраняется и для каждого литотипа в отдельности (рис. 8, б, в). При этом смещение точек в область пониженных значений акустического импеданса, соответствующих коллекторам, тем больше, чем большая пористость им соответствует. Так же как на рис. 6, где показано распределение пористости в зависимости

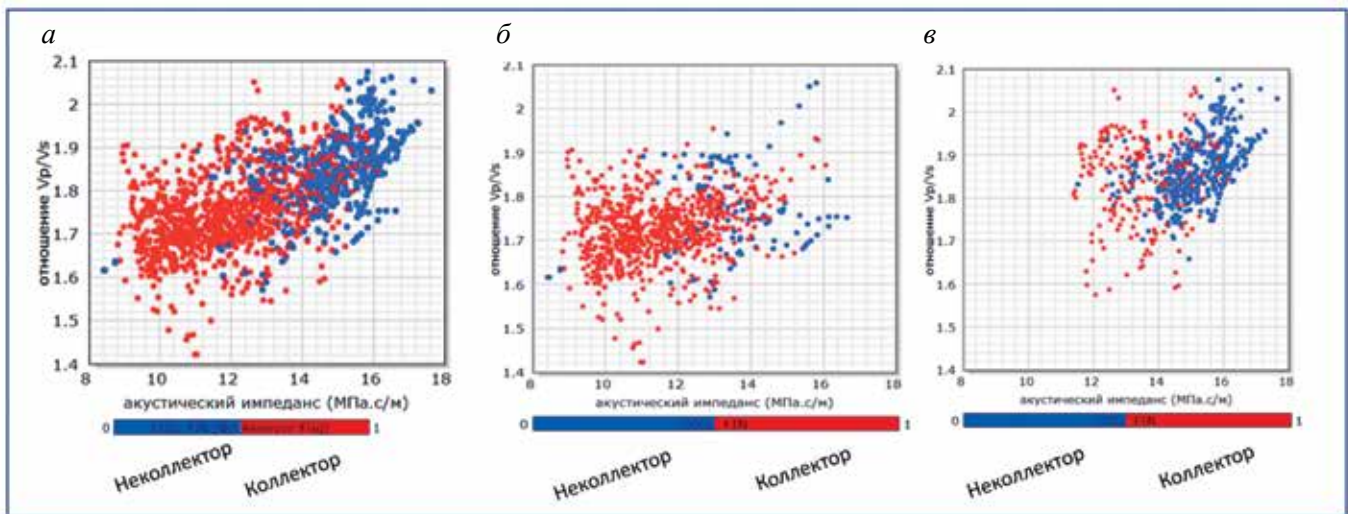


Рис. 8

Кросс-плоты акустический импеданс – V_p/V_s по данным:

а – во всем интервале пласта № 1; б – в интервале сейсмолитотипа «кавернозные доломиты»;

в – в интервале сейсмолитотипа «некавернозные карбонаты».

(Заливкой показан признак коллектора: «коллектор» – красный, «неколлектор» – синий.)

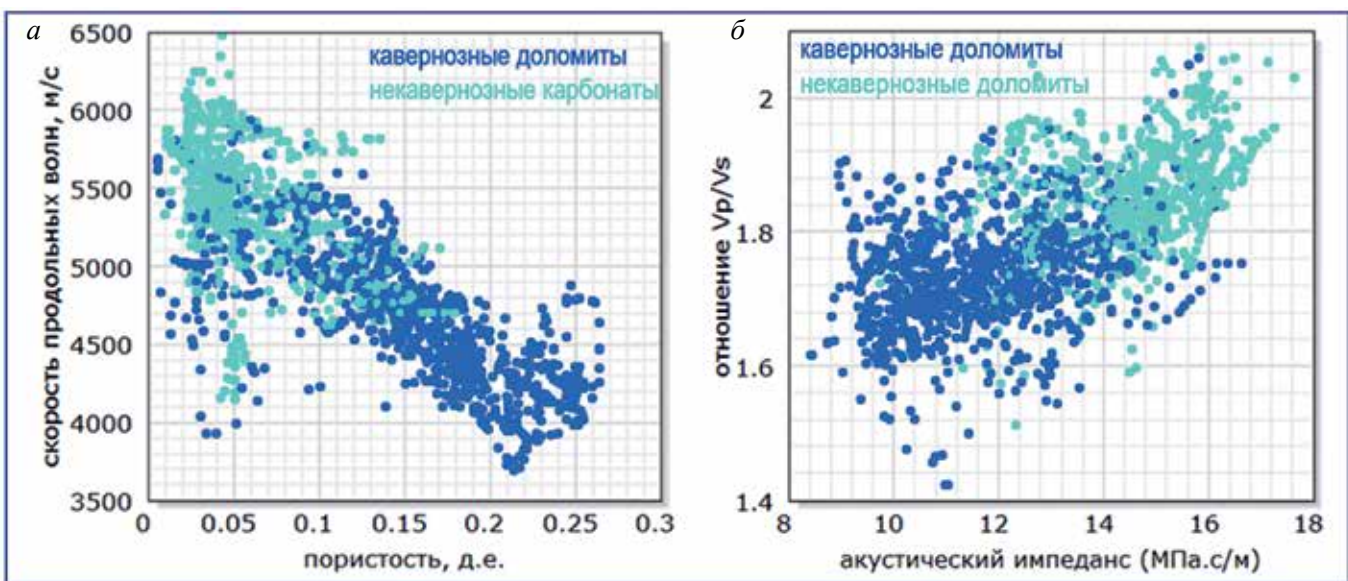


Рис. 9

Кросс-плоты пористость – скорость продольных волн и акустический импеданс – отношение V_p/V_s по данным ГИС в интервале пласта № 1.

Заливкой показаны сейсмолитотипы «кавернозные доломиты» (синий), «некавернозные карбонаты» (голубой)

от изменения петроупругих параметров, видно, что при значениях акустического импеданса менее 12 Мпа. см/м уверенно выделяется коллектор и имеется прямая зависимость увеличения пористости при уменьшении акустического импеданса.

Также контрастность упругих свойств литотипов «кавернозные доломиты» и «некавернозные карбонаты» хорошо демонстрируется на рис. 9 в пространстве следующих петрофизических атрибутов: пористость и V_p (рис. 9, а), акустический импеданс и V_p/V_s (рис. 9, б). Для данных сейсмолитотипов имеющийся контраст упругих свойств является предпосылкой для их уверенного выделения в разрезе. Интервалам коллекторов главным образом соответствует литотип «кавернозные доломиты», обладающий более высокой пористостью в сравнении с интервалами коллекторов в пределах литотипа «некавернозные карбонаты».

Таким образом, анализ приведенных кросс-плотов для пласта № 1 показал, что при последующем разделении в ходе байесовской классификации и интерпретации инверсии целесообразен прогноз таких литоклассов, как «коллектор» из классификации наличия коллекторов и «кавернозные доломиты» – сейсмолитотипа с улучшенными ФЕС.

Прогноз фильтрационно-емкостных свойств по сейсмическим данным

В данном разделе описывается прогноз ФЕС по результатам синхронных AVA-инверсий (amplitude versus angle), которые были посчитаны по двум наборам финальных кубов: после VTI анизотропной глубинной миграции до суммирования (APSDM) и после процедуры расширения спектра (APSDM + Bandwidth Extension – BWXT).

Для интерпретации инверсионных преобразований в целевых интервалах разреза был выполнен: объемный прогноз непрерывных свойств, вероятностный объемный прогноз дискретных свойств – байесовская классификация, качественный и количественный атрибутивный анализ.

Разделение литоклассов в полях упругих свойств (в том числе и в разрешенности инверсии) устанавливает решающие правила, позволяющие рассчитать кубы вероятности коллектора и литологии для целевого пласта.

В теории вероятностей показывается, что применение формулы Байеса позволяет минимизировать риск неправильной классификации наблюдений, а также оценить величину этого риска, построив матрицу потерь, и, таким образом, количественно определить набор оптимальных атрибутов для прогнозирования. Графически применение байесовской теории можно показать на рис. 10.

Метод позволяет количественно оценить возможность разделения различных литоклассов в полях упругих свойств. Рассчитываются многомерные функции плотности вероятности, с помощью которых из кубов упругих свойств производится расчет кубов литоклассов и вероятности литоклассов.

В данном случае были рассчитаны кубы литоклассификации и вероятностей для литотипов «коллектор» и «неколлектор», а также для литотипов «кавернозные доломиты» и «некавернозные карбонаты» при прогнозе литологии.

После построения куба вероятности наличия коллектора в результате суммирования вероятностей в пределах целевого интервала рассчитывалась карта атрибута суммы амплитуд из «временной мощности коллектора». По регрессии (с коэффициентом корреляции $R = 0,8$) между этим атрибутом и отношением общей толщины пласта к эффективной (NTG) в скважинах была получена карта доли коллектора (рис. 11). Для более надежного прогноза коллекторов учитывался полигон зоны ухудшения коллекторских свойств в восточной части территории, где значения средней вероятности коллектора не превышают 0,3.

Данный полигон был получен по результатам структурной интерпретации и также подтверждается атрибутом максимального значения, посчитанным по кубу литоклассов «коллектор» – «неколлектор» (карта атрибута «максимальное значение» на рис. 11). Атрибут показывает максимальное значение в продуктивном интервале для куба литоклассов. В результате получается относительное площадное распространение литоклассов «коллектор» (значение 1) и «неколлектор» (значение 0). Далее путем умножения значений этой карты на карту значений доли коллектора (NTG) в продуктивном интервале была получена финальная карта значений доли коллектора (финальная карта NTG на рис. 11), уже учитывающая зону ухудшения коллекторских свойств. Данная карта была использована для геологического моделирования как трендовая прогнозная карта.

Для прогноза литологии были использованы «укрупненные» сейсмолитотипы, выделенные по результатам петрофизического и седиментологического анализа для целей сейсмического прогноза при построении трендов литологии для геологической модели (рис. 12). В продуктивном пласте выделены два литотипа: «кавернозные доломиты», где коллектор обладает наибольшей пористостью, обусловленной наличием каверновой составляющей

«укрупненные» сейсмолитотипы, выделенные по результатам петрофизического и седиментологического анализа для целей сейсмического прогноза при построении трендов литологии для геологической модели (рис. 12). В продуктивном пласте выделены два литотипа: «кавернозные доломиты», где коллектор обладает наибольшей пористостью, обусловленной наличием каверновой составляющей

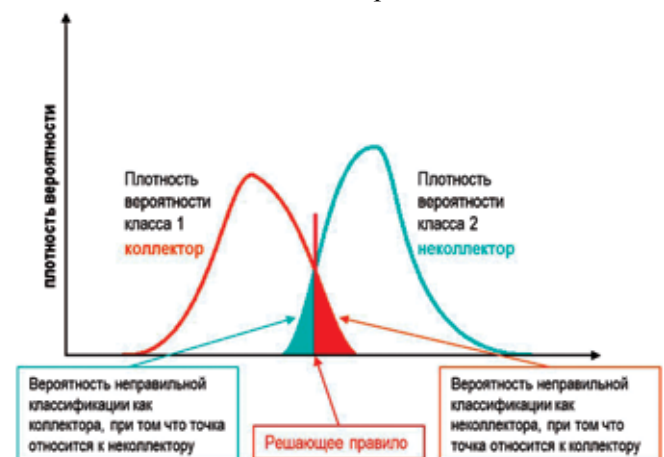


Рис. 10

Графическая иллюстрация применения теоремы Байеса (по Avseth P., Mukerji T. and Mavko G., 2010, с изменениями Железовой А.П.)

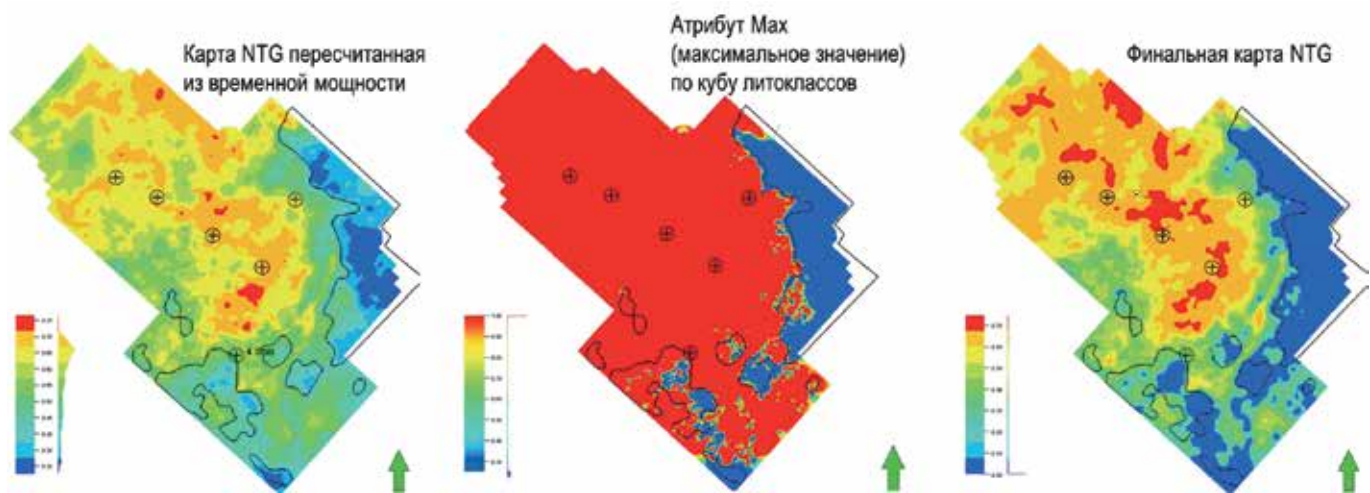


Рис. 11
Расчет прогнозной карты параметра NTG для продуктивного интервала

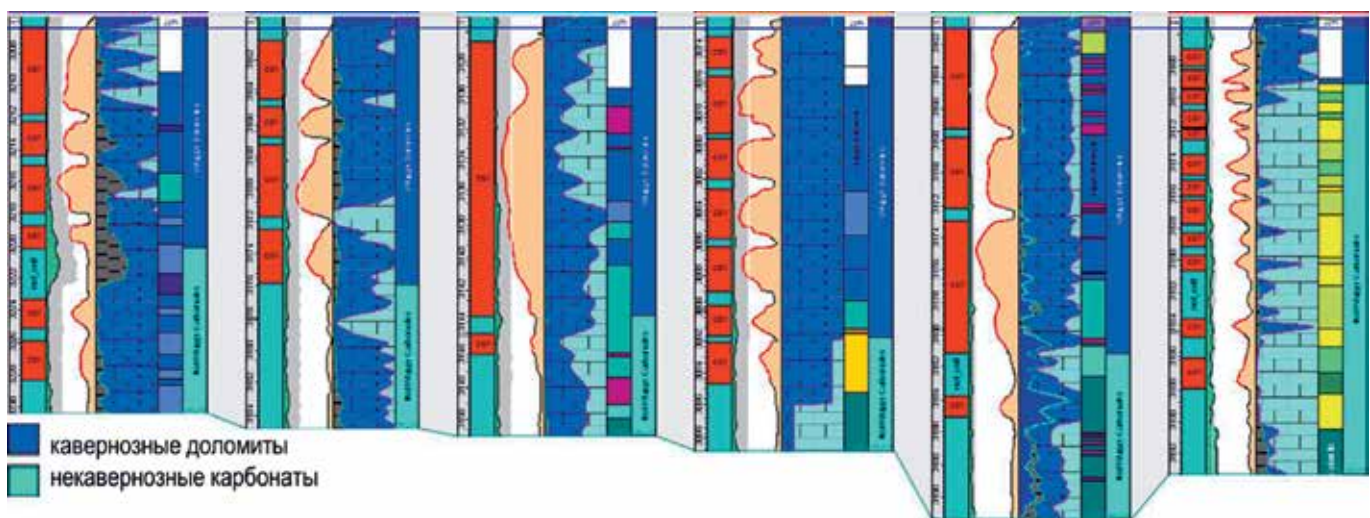


Рис. 12
Планшет с результатами сейсмолитотипизации.
Слева направо: измеренная глубина (MD), флаговая кривая коллектор/неколлектор, кривые глинистости и пористости, объемная минеральная модель, литогенетическая типизация по керну, «укрупненные» сейсмолитотипы

в коллекторах каверно-порового типа, и «некавернозные карбонаты», где коллектор обладает относительно невысокими ФЕС.

Аналогично расчету прогнозной карты доли коллектора была рассчитана карта значений доли литотипа «кавернозные доломиты» по атрибуту временной мощности (рис. 13).

Результаты сейсмофациального анализа

Осадочный комплекс карбонатного пласта № 1 (рис. 14) в пределах участка имеет слабонаклонный характер с тенденцией погружения на северо-восток.

Особенностью отложений пласта № 1 является преимущественно доломитовый литогенетический состав в большей части разреза, за исключением одной скважины в южной части территории. Она отличается от других не только по литологии, но и по петрофизическим параметрам: разрез сложен главным образом плотными низкопористыми известняками. Фациальный анализ позволил вы-

явить в строении разреза этой скважины преобладание криноидных пелитоморфных известняков, накапливающихся в относительно более глубоководных условиях, ФЕС которых значительно хуже, чем в доломитизированных кавернозных байндстоунах, распространение которых отвечает распространению литотипа «кавернозный доломит».

По результатам диагностики керна была выявлена закономерность наличия максимальной доломитизации в водорослевых цианитовых байндстоунах, которая связана с седиментологическим признаком. В связи с этим на месторождении наблюдается неравномерная доломитизация интересной формы, характеризующей особенности распространения иловых холмов при седиментации.

По результатам прогноза литотипа «кавернозные доломиты» наблюдаются зоны пониженных значений вероятности наличия этого литотипа на северо-востоке и юго-западе ЛУ, что может отодвигаться с учетом проведения седиментологического анализа, с распространением отложений

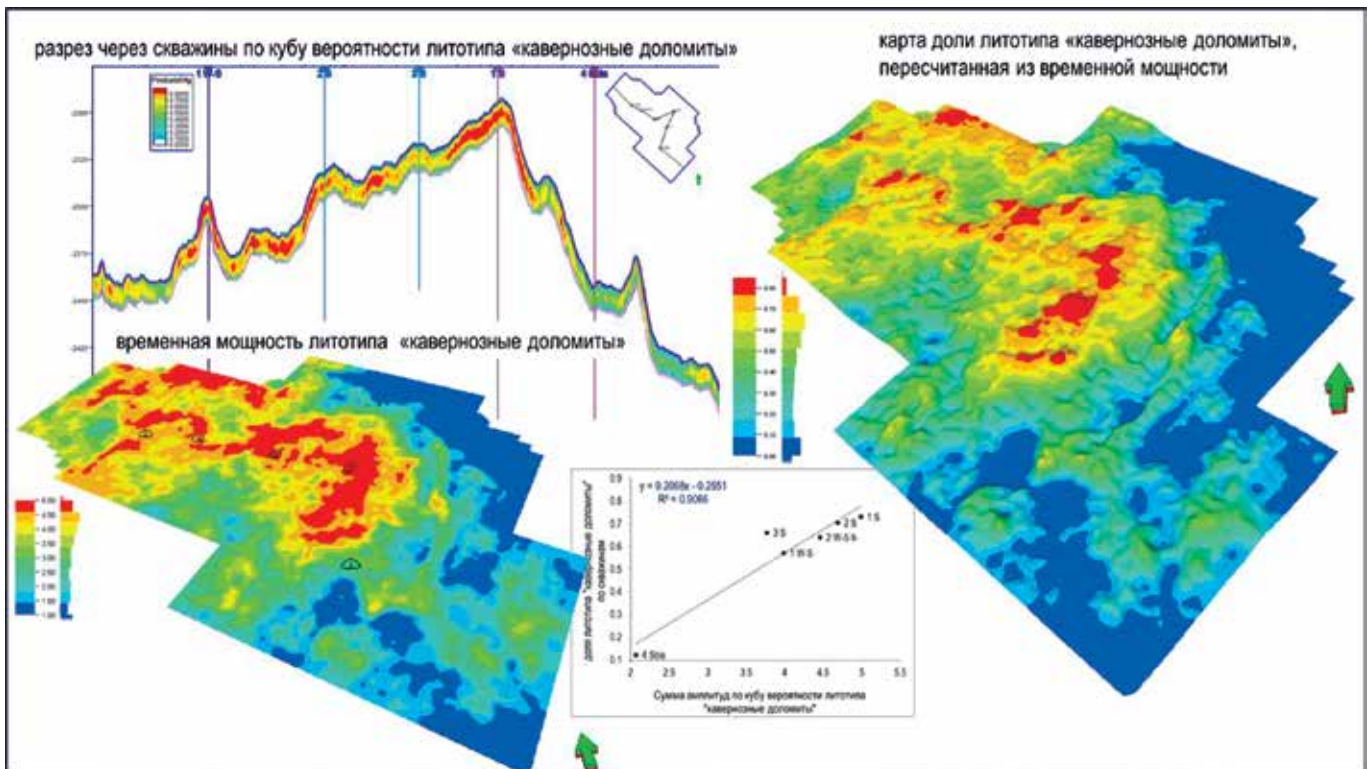


Рис. 13

Построение прогнозной карты доли литотипа «кавернозные доломиты» для I пласта титонского яруса

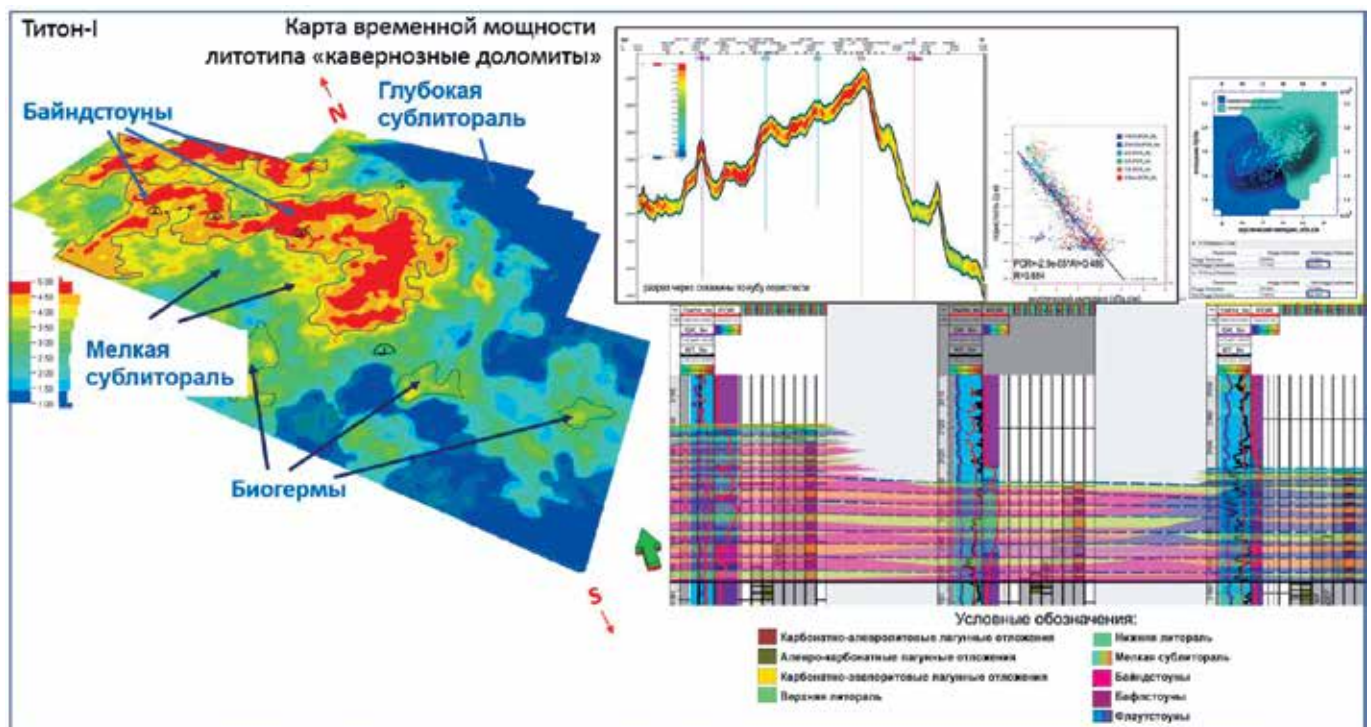


Рис. 14

Характеристика отложений продуктивного пласта титон-I по петроупругим свойствам и результатам седиментологического анализа

фаций глубокой сублитерали, в составе которых преобладают мадстоуны с фоновым глинистым содержанием.

В процессе комплексирования геолого-геофизических методов было выявлено наиболее вероятное наличие коллекторов в доломитизированных байнд-

стоунах пласта № 1 с кавернозно-поровым типом коллектора, которые являются наилучшими резервуарами в данном разрезе. Стоит отметить важность прогноза ФЕС с учетом седиментологического анализа в обнаружении дополнительных литологических ловушек.

ВЫВОДЫ. Предложенный в статье подход выполнялся в несколько этапов: подробный седиментологический анализ керна позволил детально проанализировать химико-минералогический состав пласта № 1, определить типы пустотного пространства как поровый и кавернозно-поровый, найти закономерности изменения фациальных зон и определить, что наилучший коллектор в изучаемом пласте связан с литотипом «байндстоун», представленным в фациальной зоне мелкой сублиторали. Увязка и анализ полученной литотипизации на следующем этапе с петрофизической интерпретацией позволили найти прямую зависимость коэффициента пористости и доломитизации пород пласта № 1, а также отнести главные коллекторы в интервале изучаемого пласта к кавернозно-поровому типу пористости. Использование петроупругого анализа позволило оценить возможность прогноза фильтрационно-емкостных свойств в целевом интервале с использованием результатов синхронной AVA-инверсии по сейсмическим данным, а также количественно обосновать как возможность такого прогноза, так и степень его достоверности в межскважинном пространстве.

Применение предложенного подхода с взаимозвязанными результатами седиментологического, литолого-фациального, петрофизического и петроупругого анализов позволило получить обоснованную геологическую модель и спрогнозировать литотип с наилучшими ФЕС на изучаемой площади изучаемых отложений. Предлагаемый подход наиболее оптимален при изучении карбонатных отложений со сложной структурой емкостного пространства и может быть применен не только для задач разработки открытого месторождения, но и для поиска и разведки новых залежей углеводородов.

Благодарность

Отдельное спасибо хочется сказать С.В. Фролову и В.А. Жемчуговой, которые всегда готовы были проконсультировать и поделиться бесценными знаниями в геологии, а также направить в правильном направлении мысль.

Без участливости, профессионализма и критического видения уважаемого заказчика ПАО «ЛУКОЙЛ» в лице Кунина К.Н. проект, на основе которого писалась статья, не был бы столь согласованным и успешным.

ЛИТЕРАТУРА

1. Глумов И.Ф. и др. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004.
2. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014.
3. Журавлева И.Т., Космынин В.Н., Кузнецов В.Г. и др. Современные и ископаемые рифы. Термины и определения: справочник. М.: Недра, 1990.
4. Золотой Н.В., Кунин К.Н. Технология Well Driven Seismic – ключ к успешному прогнозу свойств резервуара: материалы международной научно-практической конференции «Нефтегазовая геология и геофизика», 26–30 мая 2014 г.
5. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение. М.: Недра, 2007.

6. Мурзин Ш.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности акватории среднего и северного Каспия: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. 2010.
7. Уилсон Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории. М.: Недра, 1980.
8. Avseth P., Mukerji T. and Mavko G. 2010. Quantitative Seismic. Interpretation. Applying Rock Physics Tools to. Reduce Interpretation Risk, Cambridge University Press.
9. James N.P., Bourque P.A. Reefs and mounds / R.G. Walker, N.P. James (eds.) // Facies Models; Response to Sea-Level Change. Geological Association of Canada, 1992.

REFERENCES

1. Glumov IF and others. Regional geology and oil and gas content of Caspian Sea. Moscow: OOO Nedra-Business Center, 2004 (in Russian).
2. Zhemchugova VA. Reservoir sedimentology of carbonate sediments. Moscow: EAGE Geomodel, 2014 (in Russian).
3. Zhuravleva IT, Kosmyinin VN, Kuznetsov VG et al. Modern and fossil reefs. Terms and definitions: reference book. Moscow: Nedra, 1990 (in Russian).
4. Zolotoy NV, Kulin KN. Well Driven Seismic technology – key to successful reservoir properties forecast, materials of international oil and gas conference Oil and gas geology and geophysics, 26–30 may 2014 (in Russian).
5. Kuznetsov VG. Lithology. Sedimentary rocks analysis. Moscow: Nedra, 2007 (in Russian).

6. Murzin ShM. Geological structure and oil and gas potential of the water areas of the middle and northern Caspian, dissertation for the degree of PhD candidate in geological and mineralogical sciences, 2010 (in Russian).
7. Wilson JL. Carbonate facies in geological history. Moscow: Nedra, 1980 (in Russian).
8. Avseth P, Mukerji T and Mavko G. 2010. Quantitative Seismic. Interpretation. Applying Rock Physics Tools to. Reduce Interpretation Risk, Cambridge University Press.
9. James NP, Bourque PA. Reefs and mounds. R.G. Walker, N.P. James (eds.). Facies Models; Response to Sea-Level Change. Geological Association of Canada, 1992.

Положительная рецензия от 20.06.2019
Решение редколлегии о публикации от 24.06.2019

ОБ АВТОРАХ

ШТУНЬ
Сергей Юрьевич

Заместитель генерального директора по геологии и разработке ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».



ЗОЛОТОЙ
Никита Владимирович

Руководитель департамента геологии, геофизики и бурения, интегрированных решений компании «Шлюмберже Лоджелко Инк». Окончил магистратуру отделения геофизики геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова в 2010 г. Область научных интересов – новые технологии в обработке и интерпретации сейсмических данных в области изучения карбонатных отложений, анализ нефтегазоносных систем.



САЛАМАТИНА
Елена Анатольевна

Руководитель петрофизической группы в компании «Шлюмберже Лоджелко Инк». Окончила в 1992 г. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Кандидат геолого-минералогических наук с 2004 г. Область научных интересов – интегрированная петрофизическая интерпретация данных по скважинам (картаж, керн, испытания).



АЛЕКСЕЕВ
Андрей Германович

Начальник геологического отдела аппарата управления ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». Кандидат геолого-минералогических наук.



ЗАХАРЧУК
Сергей Анатольевич

Старший геофизик компании «Шлюмберже Лоджелко Инк», международный эксперт в области геофизических наук. Окончил Московский геолого-разведочный университет в 1997 г. Область научных интересов – петроупругое моделирование, прогноз ФЕС, инверсия по сейсмическим данным.



МАКСЮТОВА
Алина Вилевна

Геолог компании «Шлюмберже Лоджелко Инк», аспирант кафедры геологии, поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова. Окончила магистратуру МГУ им. М.В. Ломоносова в 2016 г. Область научных интересов – литология природных резервуаров в комплексе с интерпретацией сейсмических данных.



ЖЕЛЕЗОВА
Анна Петровна

Геофизик компании «Шлюмберже Лоджелко Инк». Окончила магистратуру кафедры сейсмометрии и геоакустики геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова в 2014 г. Область научных интересов – петроупругое моделирование, прогноз ФЕС, инверсия по сейсмическим данным.



ХРОМОВА
Елизавета Владимировна

Геолог компании «Шлюмберже Лоджелко Инк». Окончила магистратуру МГУ им. М.В. Ломоносова в 2012 г. Область научных интересов – комплексная геологическая интерпретация по скважинным данным и данным сейсморазведки.