

Особенности моделирования низкопроницаемых коллекторов неантиклинальных залежей Ай-Пимского вала

Шустер В.Л.¹, Волошин М.Г.², Тюкавкина О.В.¹, Волошина Е.В.², Капитонова И.Л.³

¹Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия,

²ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Москва, Россия,

³ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия
tov.sing@mail.ru

Аннотация

В работе рассмотрены вопросы детального построения 3D-моделей для увеличения положительного эффекта при решении вопросов картирования тонкослоистых коллекторов пласта AC₁₂ и повышения эффективности извлечения запасов углеводородов из неантиклинальных, низкопроницаемых залежей в пределах длительно разрабатываемых месторождений. Предложенный авторами подход к моделированию поможет оценить сложность строения залежи пласта AC₁₂ в пределах разрабатываемых месторождений Ай-Пимского вала и соседних площадей Метельной группы поднятий, а также оценить возможность обнаружения перспективных нефтенасыщенных зон и в некотором смысле исключить значительные затраты и рискованные инвестиции на постановку поисковых работ.

Материалы и методы

Результаты отражены в виде рисунков, графических иллюстраций из программы Petrel, выводов.

Ключевые слова

низкопроницаемый коллектор, неантиклинальная залежь, моделирование, фильтрационно-емкостные свойства

Для цитирования

Шустер В.Л., Волошин М.Г., Тюкавкина О.В., Волошина Е.В., Капитонова И.Л. Особенности моделирования низкопроницаемых коллекторов неантиклинальных залежей Ай-Пимского вала // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. **–**. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-**-**

Поступила в редакцию: 17.11.2021

GEOLOGY

UDC 553.98 (571.1) | Original Paper

Special features of modeling of low-permeability reservoirs of non-anticlinal deposits of the Ai-Pimsky swell

Shuster V.L.¹, Voloshin M.G.², Tyukavkina O.V.¹, Voloshina E.V.², Kapitonova I.L.³

¹Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia, ²Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geo-logical Prospecting, Moscow, Russia,

³Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University), Moscow, Russia
tov.sing@mail.ru

Abstract

In this paper are examined the issues of using 3D modeling to increase the positive effect when solving the issues of mapping thin-layered reservoirs of the AC₁₂ formation and increasing the efficiency of extracting hydrocarbon reserves from non-anticlinal, low-permeability reservoirs within long-term developed fields. The approach to modeling proposed by the authors will help to assess the complexity of the reservoir structure of the AC₁₂ formation within the developed fields of the Ai-Pimsky swell and adjacent areas of the Blizzard group of uplifts, as well as assess the possibility of detecting promising oil-saturated zones and, in a sense, exclude significant costs and risky investments for setting up prospecting works.

Materials and methods

The results are in the form of figures, graphic illustrations from the Petrel program and conclusions.

Keywords

low-permeability reservoir, non-anticlinal reservoir, modeling, reservoir properties

For citation

Shuster V.L., Voloshin M.G., Tyukavkina O.V., Voloshina E.V., Kapitonova I.L. Special features of modeling of low-permeability reservoirs of non-anticlinal deposits of the Ai-Pimsky swell. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. **–**. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-6-**-**

Received: 17.11.2021

В настоящее время оценка ресурсной базы продуктивных горизонтов месторождений Западной Сибири, которые находятся длительное время в эксплуатации, является одним из самых актуальных вопросов, ответ на который может быть дан только при «индивидуальном» подходе к изучению залежи и определению вектора исследований, обусловленного как геологическими, так и технологическими особенностями объекта разработки.

Актуальность исследований обусловлена фактором инвестирования нефтяными компаниями средств в основном на доизучение длительно разрабатываемых месторождений с относительно высокой степенью разбуренности площади. При этом завершающая стадия разработки месторождений требует применения усовершенствованных методов изучения сложностроенных объектов, в том числе неантиклинальных залежей, с помощью комплексирования разнородной геолого-промысловой информации, качественной интерпретации данных сейсморазведки (2D, 3D, МГОТ), ГИС и бурения для построения адекватных моделей и подсчета запасов нефти и газа. При этом особое внимание должно уделяться скважинным данным: группировке скважинных данных по качеству; полноте и равномерности их распределения по площади исследуемого участка; выявлению возникающих неточностей (например, погрешностей при регистрации сигналов в зондах, при измерениях инклинометрии, в скважинных отбивках реперов и др.).

Картирование тонкослоистого коллектора в условиях разнородной геолого-промысловой информации, оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора по вертикали (стволу скважины) и по латерали, выявление участков для первичного разбуривания исследуемой площади.

На основании обобщения исследований, проведенных авторами [1], которые суммировали материал по ниже-среднеюрским отложениям Западной Сибири и выявили отчетливые закономерности в развитии процессов осадконакопления, обусловленные многими причинами, в том числе колебаниями уровня сибирских морей [1], стало возможным детализировать геолого-промысловые данные в уже установленных границах горизонтов, пачек, свит, подбит глинистого состава, отвечающих времени повышения уровня сибирских морей и преимущественно песчано-алевритовых толщ, отвечающих времени регрессий. Эта особенность строения разрезов отражена в региональных корреляционных стратиграфических схемах отложений Западной Сибири, утвержденных МСК РФ в 1991 и 2004 гг., а также в работах [2–4], и явилась основой для выделения нефтегазогеологических подразделений (комплексов, подкомплексов и экранирующих толщ, продуктивных и перспективных пластов-коллекторов).

С позиций литолого-фациального районирования в ранне-среднеюрском сибирском бассейне выделяются следующие фациальные области, по площади примерно соответствующие основным структурно-тектоническим единицам территории: морская Ямало-Гыданская, переходная Обь-Тазовская и субконтинентальная Обь-Иртышская (рис. 1).

Выбранный для исследования район расположен в пределах Обь-Тазовской переходной области, которая разделяется на Обь-Иртышскую, Нижнеобскую, Надымскую, Фроловскую, Уренгойскую,

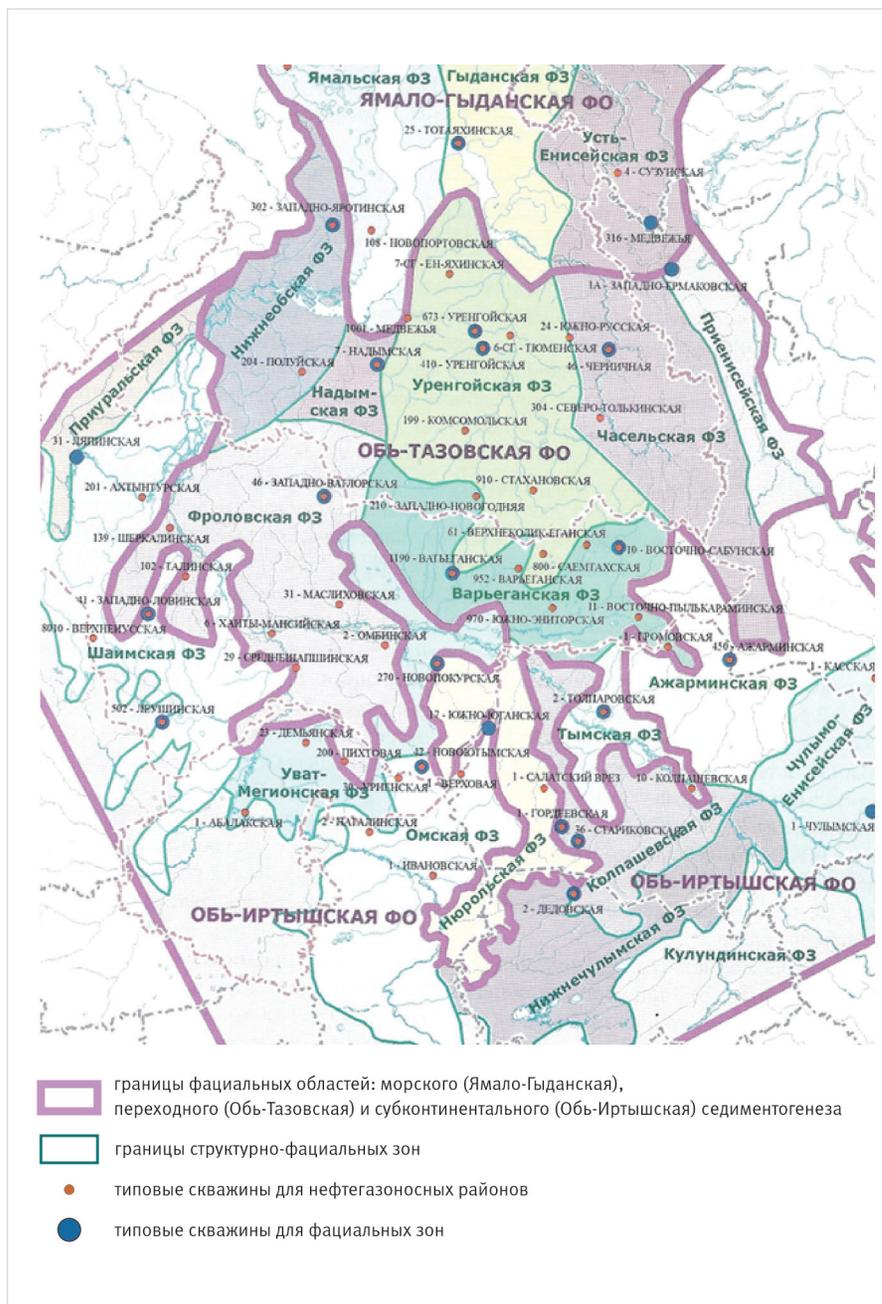


Рис. 1. Схема фациальных районов отложений Западной Сибири [1]
Fig. 1. Scheme of facies regions of deposits of Western Siberia [1]

Варьганскую, Часельскую, Приенисейскую, Нурольскую и Тымскую. Ориентировка фациальных зон преимущественно меридиональная [1, 5].

Ай-Пимкий вал расположен в пределах Фроловской зоны, которая продолжает к югу Надымскую зону и тяготеет к краевой зоне седиментационного бассейна, характеризуется разрезами небольшой мощности (660 м) и отчасти выпадением нижних горизонтов юрской системы, отличается глинизацией основных продуктивных пластов валанжина, небольшими мощностями и линзовидным строением готерив-барремских песчаников, низкодебитностью резервуаров и сложным строением залежей, обусловленных наличием многочисленных экранов и низкой разведанностью. Продуктивность в пределах рассматриваемых месторождений выявлена в пластах ЮС₂ (тюменская свита), ЮС₀ (баженовская свита), А₄, А₃ и А₁ (ачимовская толща ахской свиты), БС₂₋₃ (ахская свита), АС₁₂, АС₁₁ и АС₁₀ (черкашинская свита). Все залежи

имеют сложное зональное строение. В связи с подсчетом запасов и разработкой таких объектов встает вопрос об их детальном изучении [2, 5–8].

В целом литолого-фациальное районирование отложений определяет конструкцию региональной стратиграфической схемы, поэтому необходим выбор единых принципов для моделирования неантиклинальных залежей. Так как в основу фациального районирования положены четыре основополагающих признака: генезис отложений, стратиграфическая полнота разрезов, их мощность и состав осадков [1–4], при моделировании это основные этапы установления площади, перспективной для постановки поисково-разведочных работ. Хотелось бы отметить, что на завершающей стадии разработки месторождений, т.е. этапе их доразведки, эти принципы достаточно актуальны, так как позволяют систематизировать материал и понять степень «однотипности» геолого-промысловых данных для того, чтобы

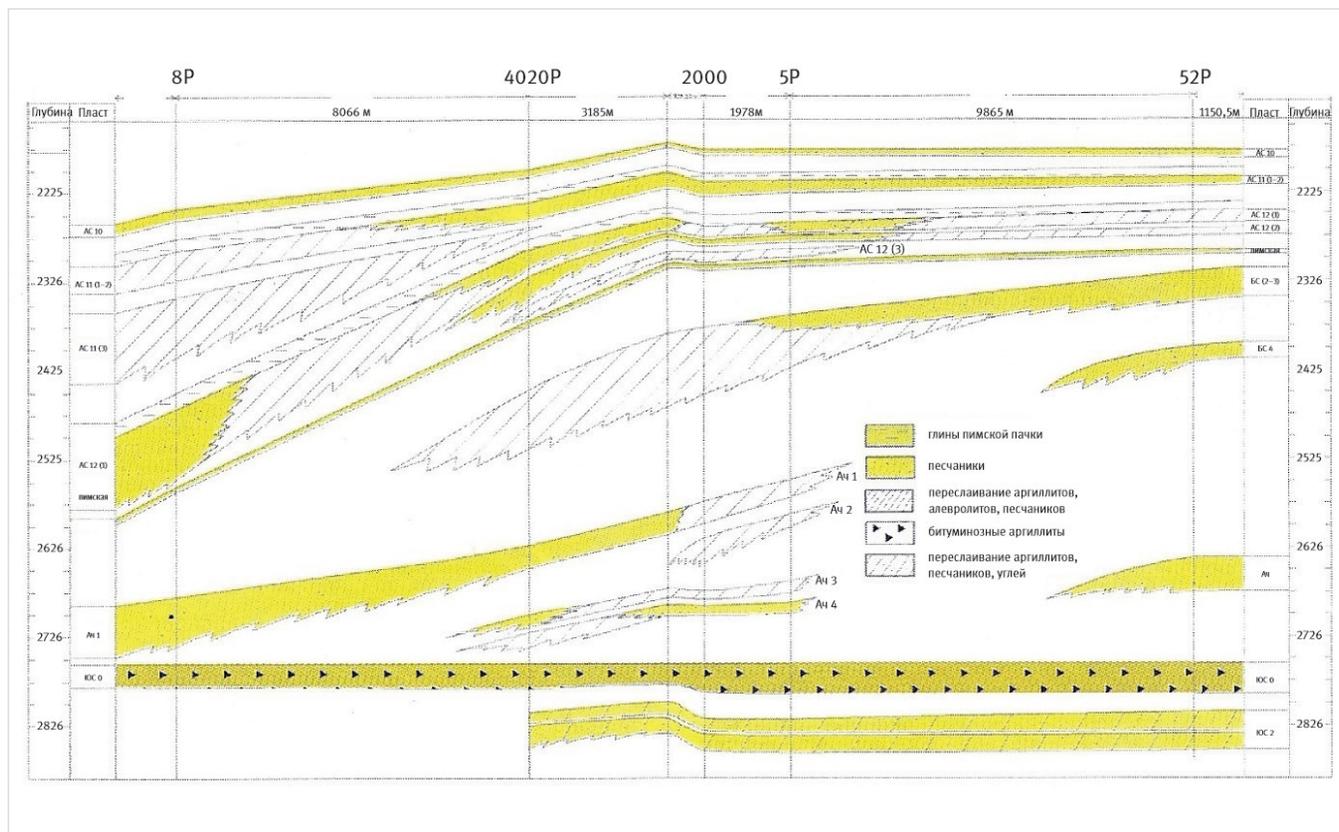


Рис. 2. Палеогеологический разрез верхнеюрских-нижнемеловых отложений на Ай-Пимском месторождении, по данным [7]
 Fig. 2. Paleogeological section of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous deposits at the Ai-Pimskoye field according to the data [7]

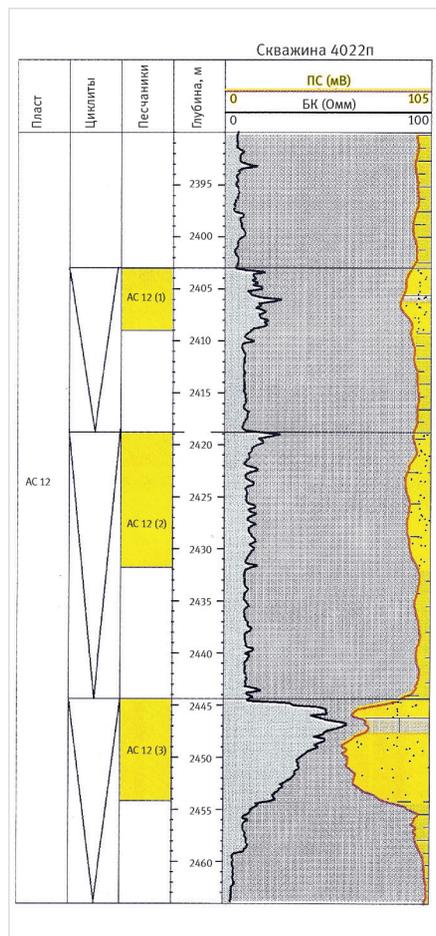


Рис. 3. Структура пласта AC₁₂ в скважине 4022 на Ай-Пимском месторождении [7]
 Fig. 3. Structure of the AC₁₂ formation in well 4022 at the Ai-Pimskoye field [7]

отобрать «наиболее качественные» для процесса моделирования.

Глубоководный режим осадконакопления, созданный в поздней юре, сохранился в неокме. Клиноформные комплексы неокма имеют вертикальные амплитуды клиноформ, возрастающие с востока на запад от 200 до 400–500 м, что свидетельствует об увеличении глубин неокмского бассейна от берриаса к готериву [2, 9, 10]. Следовательно, формирование неокмских отложений происходило не только путем засыпания седиментационной емкости, возникшей при киммериджской и волжской трансгрессиях, но и вследствие более мелких — зональных и субрегиональных неокмских — трансгрессий. Глинистые пачки, маркирующие этапы трансгрессий, имеют литогенетические признаки, указывающие на относительно глубоководные условия их формирования. Такими глинистыми пачками являются: быстринская, пимская, сармановская, савуйская, покачевская, чеускинская и ряд других, иногда не имеющих собственного названия в готериве и валанжине (рис. 2) [7], которые могут быть маркирующими горизонтами при построении поисковых и локальных моделей.

Согласно данным авторов [7], для пласта AC₁₂ вероятно наличие нескольких самостоятельных залежей в отдельных песчаных линзах. Строение пласта очень сложное. Кроме того, что он развит по площади спорадически в виде отдельных песчаных тел, он очень неоднороден по разрезу и имеет тонкослоистое строение. Мощность песчаных прослоев составляет 1–5 см и реже достигает 20–35 см, хотя все они практически насыщены нефтью.

В целом такой «слоеный пирог», в котором при наличии довольно больших общих толщин, достигающих 25–80 м, эффективные толщины незначительны и равны 2–10 м. В палеогеографическом плане отложения пласта

AC₁₂ представляют собой отложения песчаных аккумулятивных тел, развитых на бровке шельфа [7].

В силу особенностей строения рассматриваемых объектов, а именно тонкослоистого строения разреза, небольших эффективных толщин коллекторов, наличия многочисленных зон выклинивания и замещения песчаных отложений глинами при их моделировании требуется использование методов и комплексов исследований, включая: трехмерную сейсморазведку, палеотектоническое построения, оценку ФЕС при установлении условий осадконакопления.

Трехмерная сейсморазведка — наличие качественных сейсмических материалов достаточной плотности, что позволит определить пространственное расположение песчаных тел; ГИС (разномасштабная акустика, гамма-каротаж, ВИКИЗ). Однако необходимо, чтобы все эти данные имелись по каждой скважине и были сопоставимы [8, 10–13].

Характеристики пород, определенные по керну, очень важны для проведения фациального анализа, для выявления условий осадконакопления, для построения петрофизических зависимостей, контроля за изменением геофизических параметров, а также для оценки ФЕС неантиклинальных залежей. Тем более что на сегодняшний день геофизики не могут предложить надежные алгоритмы, способные работать в тонкослоистых разрезах.

Палеотектонические построения. На первом этапе, используя алгоритм «скользящего окна», подробно представленный в работе авторов [13], был проанализирован имеющийся материал, сформирована локальная база данных (ЛБД) для построения каркаса залежи и установлены зоны ВНК. При этом главным условием для установления границы площади полигона для моделирования

являлось определение распространения песчано-алевролитовых тел (ПАТ) согласно палеотектоническому фактору, т.е. было установлено, что ПАТ приурочены к достаточно плоским горизонтальным или слабонаклонным площадкам — ступеням в клиноформном комплексе или сформированы вдоль зоны перегиба (зоны бровки палеошельфа). Причем полоса песчаников клиноформного комплекса отделена от бровки палеошельфа четкой полосой градиентов, однозначно фиксируемой по временным и структурным картам пимской пачки. Наличие зон градиентов наблюдается и между отдельными ПАТ в пределах каждой из полос. Так, в районе скв. 2000 и 4020п развиты две самостоятельные песчаные линзы, которые «поднимают» одна под другую, то есть имеют «мозаичное» строение друг относительно друга через зону перегиба и представлены выше на рисунке 2 [7].

Такие особенности можно установить по данным сейсморазведки, иногда выраженные ПАТ достаточно хорошо выражены — могут быть отражены на структурных картах (приуроченность к разным приподнятым зонам) и являться своеобразными проверочными реперами при построении модели.

Оценка ФЕС. После региональной и детальной корреляции неокмозских отложений в пределах Ай-Пимского вала (Ай-Пимское, Западно-Чигоринское, Назаргалеевское, Битетское месторождения) в границах пласта AC_{12} выделено три самостоятельных цикла: $AC_{12}^1, AC_{12}^2, AC_{12}^3$. В основании каждого из них — глины, в кровле — песчаники. Наблюдается увеличение зернистости пород снизу вверх по разрезу каждого из циклов (рис. 3) [2, 3, 6, 7, 9, 14].

Литологически весь разрез представлен по типу «слоеного пирога».

Пласт AC_{12} представлен частым переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Мощность песчаных и алевролитовых прослоев не превышает 10 см. Нефтенасыщенными являются не все прослои песчаников, а лишь те из них, в которых карбонатность не превышает 5%. По минералогическому составу песчаники и алевролиты пласта AC_{12} относятся к аркозовым, с содержанием обломков пород от 10–15 до 25%. В песчаниках и алевролитах пласта AC_{12} отмечается очень высокое содержание цемента (от 10–20 до 40–50%). По типу цемента песчано-алевролитовые отложения пласта AC_{12} можно разделить на две группы. Первая — с пленочным и порово-пленочным цементом, где поры выполнены в основном каолинитом и хлоритом, а пленки — хлоритом и гидрослюдой. Вторую группу составляют песчаники и алевролиты с базальным и порово-базальным цементом. Поры здесь выполнены в основном карбонатным материалом [7, 14].

Такие песчаники могли формироваться на бровке палеошельфа при дефиците поступающего обломочного материала. Следовательно, ждать здесь хороших коллекторских свойств не приходится. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов в пласте AC_{12} очень низкие. Пористость, изменяясь от 1,1 до 20,8%, в среднем равна 16,8%. Проницаемость варьирует от 0,01 до $5,3 \times 10^{-3}$ мкм², а в среднем составляет $0,84 \times 10^{-3}$ мкм², что соответствует коллекторам 5 и 6-го класса [15]. Значение водоудерживающей способности меняется от 26,1 до 95,5%, средневзвешенное значение равно 49,9%. Причем все эти характеристики несколько выше в породах нижнего цикла AC_{12}^3 . Так, средневзвешенное

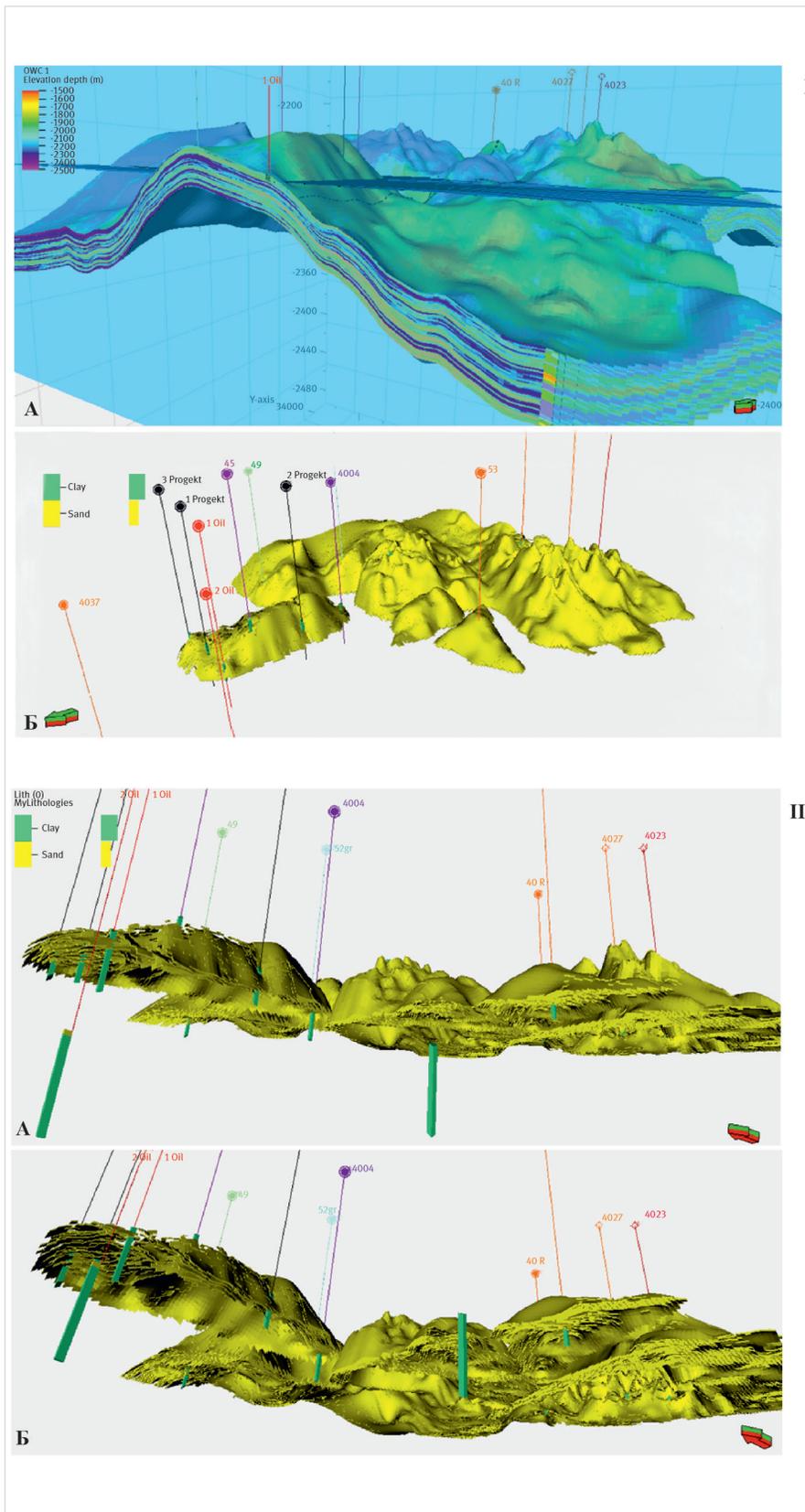


Рис. 4. Граница ВНК для продуктивной части пласта AC_{12}^1
 I. А — граница ВНК в пределах Ай-Пимского и Западно-Чигоринского месторождений; Б — Куб NTG. «Отсечение» продуктивной части AC_{12}^1 ВНК, наличие песчаной фракции (количественное)
 II. А — распространение песчаных фракций в меридиональном направлении; Б — та же модель, повернутая «выше» к альтитуде устья, для наглядности изображения сложности строения пласта
 Fig. 4. OWC boundary for the productive part of the AC_{12}^1 formation
 I. А — OWC border within the Ai-Pimskoye and Zapadno-Chigorinskoye fields; Б — NTG Cube. “Cutting off” of the productive part of the AC_{12}^1 OWC, the presence of the sand fraction (quantitative)
 II. А — distribution of sand fractions in the meridional direction; Б — the same model, turned “higher” to the wellhead altitude, for clarity of depicting the complexity of the reservoir structure

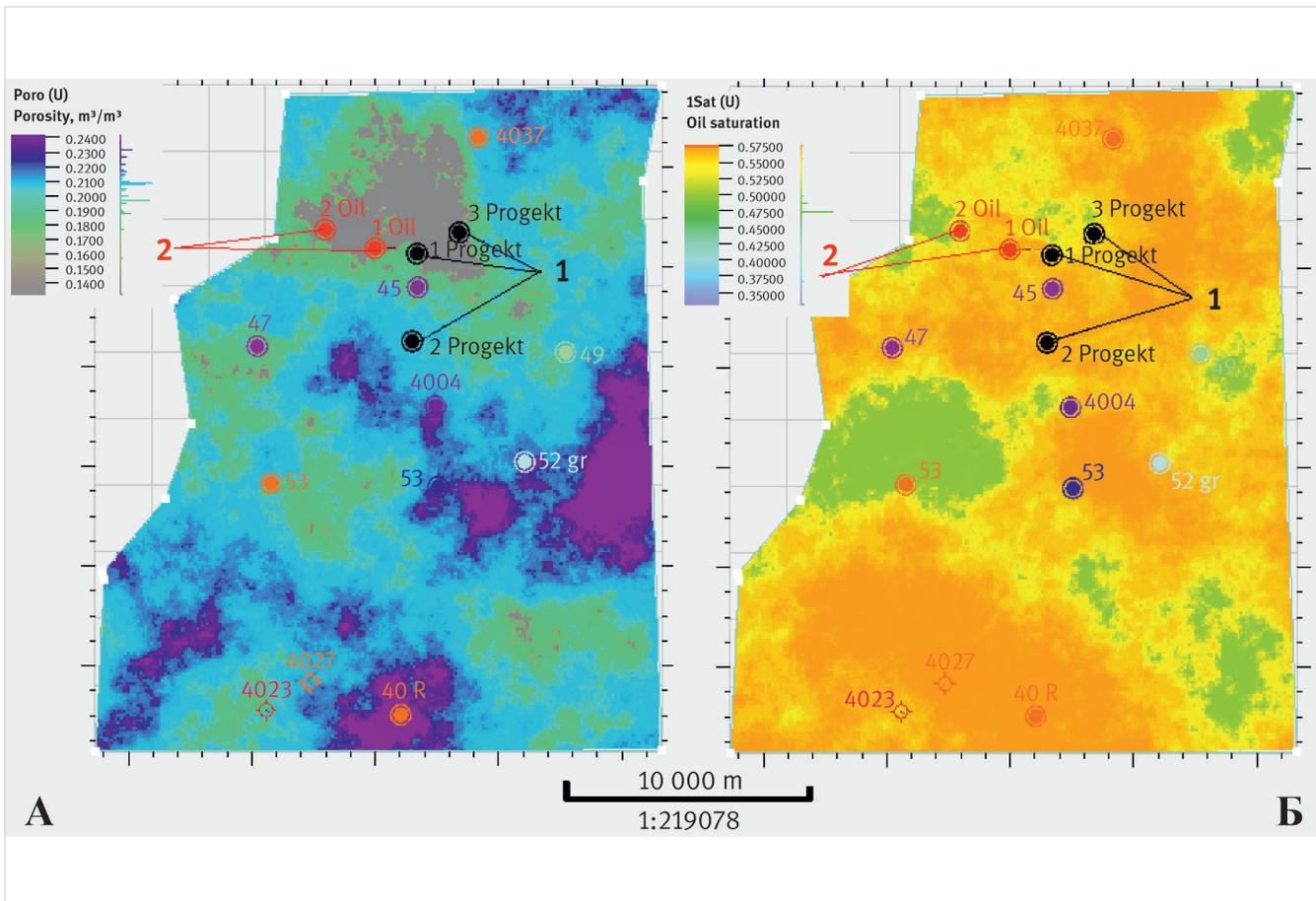


Рис. 5. 2D-модели пласта AC_{12} для пропластка AC_{12}^3 , А — параметр «пористость»; Б — параметр «проницаемость»; 1 — скважины, пробуренные в 2019 г.; 2 — скважины, предлагаемые к бурению
 Fig. 5. 2D model of the AC_{12} reservoir for the AC_{12}^3 interlayer А — parameter “porosity”; Б — parameter “permeability”; 1 — wells drilled in 2019; 2 — wells proposed for drilling

значение пористости в пласте AC_{12}^3 составляет 20,1 %, тогда как в пластах AC_{12}^1 и AC_{12}^2 эти значения равны 17,8 и 18,4 % соответственно. Значения $K_{вп}$ по пластам распределяются следующим образом: для AC_{12}^1 средневзвешенное значение водоудерживающей способности равно 56,3 %, для AC_{12}^2 — 49,7 %, для AC_{12}^3 — 45,7 %.

После детального установления параметров фильтрационно-емкостных свойств необходимо внести полученные данные в локальную базу данных (ЛБД) и для разных пропластков задать пересчетные параметры в модуле Facies Modeling (ПК Petrel) [4, 16–20]. Проблематика геологического и гидродинамического 3D-моделирования, увязки данных керна и ГИС, анализа оценки полученных результатов рассматривалась в ряде интересных, на наш взгляд, работ авторов [20–23].

Построение водонефтяного контакта велось для каждого блока индивидуально. По всем залежам ВНК имеет диапазон изменений несколько метров, т.е. не является константой (рис. 4).

По результатам построений поисковых моделей (площадь 100–120 км²) можно отметить следующие особенности:

- ввиду сложности строения залежи пласта AC_{12} , включающей самостоятельные пропластки AC_{12}^1 , AC_{12}^2 , AC_{12}^3 , зона ВНК соответствует глубинам залегания пласта от -2 296 до -2 507 минус отметка (OWC) по результатам моделирования

(рис. 4 I. А). По площади Ай-Пимского месторождения залежь имеет размеры более 30×34 км, разделяясь на самостоятельные залежи в северной и северо-западной частях. При этом четко прослеживается, что в северной части залежи ВНК для каждого пропластка самостоятельный. По площади Западно-Чигоринского месторождения залежь имеет размеры 11×25 км и единый ВНК. По всему фонду скважин тщательно проверено соответствие контакта по вертикали интерпретации ГИС и введенным в скважины поправкам.

Построение кубов литологии проводилось в несколько этапов. Дискретные кубы литологии строились методом Sequential Indicator Simulation (SIS). В качестве вертикального тренда использовался материал сейсморазведки и установленная граница отражающего горизонта (ОГ) — М, а в качестве горизонтального — построенная по скважинным данным и отредактированная вручную карта Net To Gross (NTG) песчаной части пласта с хорошими коллекторскими свойствами. Куб NTG показывает объем в каждой ячейке коллектора и неколектора (отношение мощности проницаемых разностей к высоте ячейки). Путем осреднения стохастических реализаций построен куб NTG. Для каждой залежи и каждого пропластка с учетом построения ВНК подобрана своя отсечка, позволяющая точнее выйти на объем нефтенасыщенных пород (рис. 4 II).

В результате исследований построены 2D и 3D-модели для параметров: «пористость», «проницаемость», «нефтенасыщенность». Основными критериями подобия двухмерной и трехмерной моделей являлись: объем нефтенасыщенных пород, визуальное подобие карт эффективных нефтенасыщенных толщин, а также максимальное соответствие конфигурации залежи, априорно введенным в модель линиям выклинивания, замещения и внешнего контакта.

В целом для всех выполненных построений получена хорошая сходимость по картам из куба литологии в нефтенасыщенной зоне и 2-мерным подсчетным картам эффективных нефтенасыщенных толщин. В качестве наглядной демонстрации представим модели для пропластка AC_{12}^3 (рис. 5).

Обоснование скважин, предлагаемых к бурению, следующее: на рисунке 5 указаны скважины 1 Progekt и 2 Progekt (пробуренные в северной части залежи), а также 1 Oil – 2 Oil, которые пробурены ранее на пласт AC_{11} (залегающий выше). По результатам первичного моделирования видно, что эти скважины (1 Oil – 2 Oil) вскрывают только среднюю и нижнюю части пласта AC_{12} (т.е. AC_{12}^2 и AC_{12}^3). При этом результаты исследования петрографических, фильтрационно-емкостных и коллекторских свойств свидетельствуют, что пропласток AC_{12}^3 нефтеносный и обладает более высокими коллекторскими свойствами. На основании построенных 3D-карт (параметр «проницаемость») видно, что

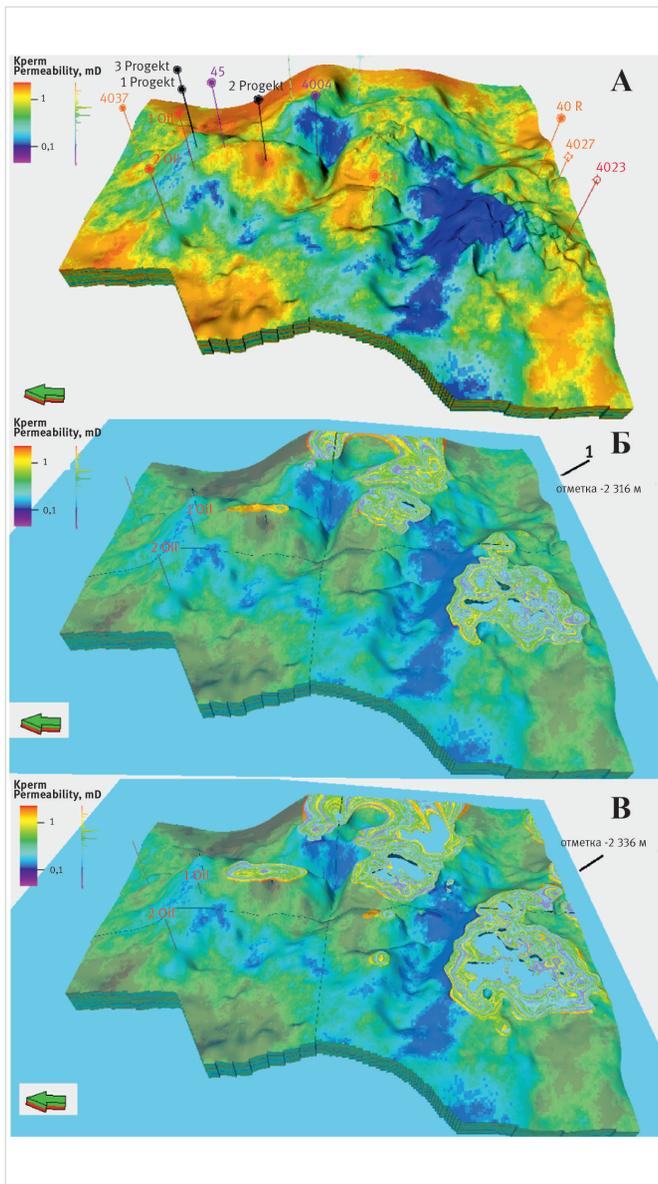


Рис. 6. 3D-модели пласта AC_{12} для пропластков AC_{12}^1 , AC_{12}^2 , AC_{12}^3 (параметр «проницаемость») 1 – плоскость среза параметра «проницаемость» на каждые 20 м от кровли пласта (2 296 м) (А, Б, В). Скважины 1 Oil и 2 Oil, предлагаемые к бурению
 Fig. 6. 3D model of the AC_{12} formation for the AC_{12}^1 , AC_{12}^2 , AC_{12}^3 interlayers (“permeability” parameter) 1 – plane of cut of the parameter “permeability” for every 20 meters from the top of the reservoir (2 296 m) (A, B, B). Wells 1 Oil and 2 Oil proposed for drilling

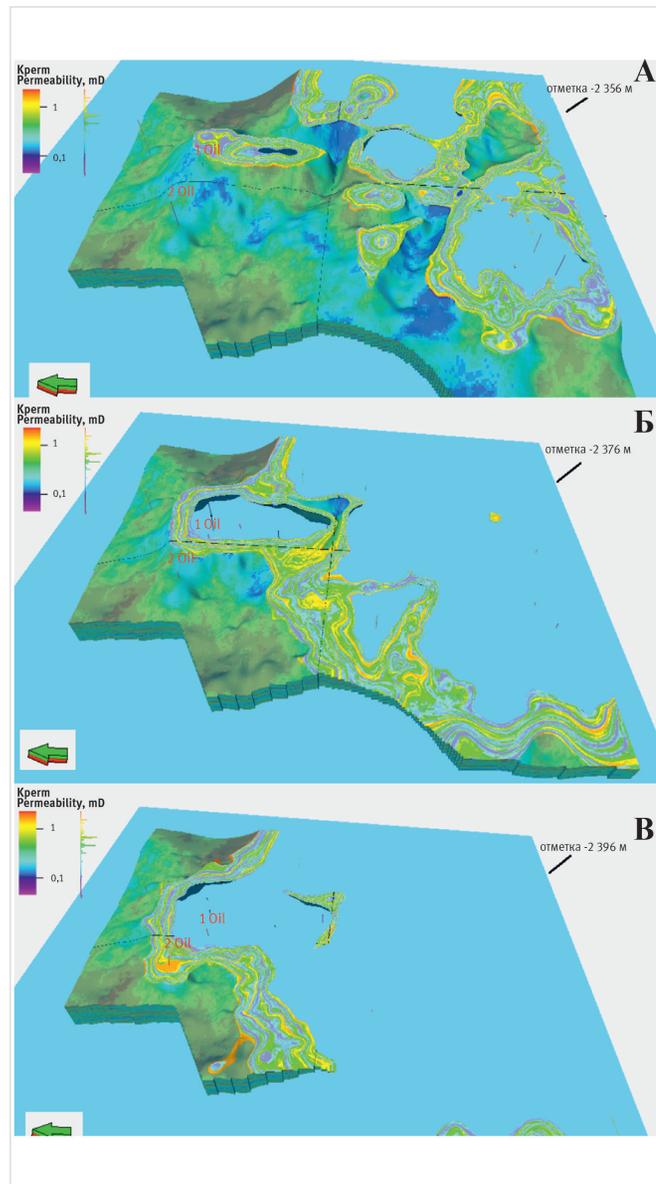


Рис. 7. 3D-модели пласта AC_{12} для пропластков AC_{12}^1 , AC_{12}^2 , AC_{12}^3 (параметр «проницаемость») 1 – плоскость среза параметра «проницаемость» на каждые 20 м от кровли пласта (2 296 м) (А, Б, В). Скважины 1 Oil и 2 Oil, предлагаемые к бурению
 Fig. 7. 3D model of the AC_{12} formation for the AC_{12}^1 , AC_{12}^2 , AC_{12}^3 interlayers (“permeability” parameter) 1 – plane of cut of the parameter “permeability” for every 20 meters from the top of the reservoir (2 296 m) (A, B, B). Wells 1 Oil and 2 Oil proposed for drilling

лучшие его значения наблюдаются в северо-западных частях исследуемой площади (рис. 6, 7), поэтому при добуивании скважин 1 Oil и 2 Oil на пласт AC_{12} могут быть получены хорошие дебиты. Также бурение горизонтального ствола в этих участках будет эффективным.

При построении геологической модели по параметру «проницаемость» для обоснования перспективности бурения скважин 1 Oil и 2 Oil с помощью инструмента Manipulate plane (tools) были выполнены «горизонтальные срезы» плоскостью сечения модели по пласту AC_{12} для понимания параметра «проницаемость» по вертикали. Начальная отметка была принята – 2 296 м (кровля), «срезы» выполнены через каждые 20 м, это дало возможность увидеть количественные характеристики проницаемости по вертикали

на отметках – -2 316, -2 336, -2356, -2376, -2396, -2 416 м. По результатам построений можно отметить, что предложенный вариант добуивания скважин в северо-западном направлении перспективен. Для повышения качества построения модели использовался вариограммный анализ [24], модуль Data Analysis (ПК Petrel). Оценка достоверности моделей была создана путем сопоставления данных дебитов по фонду скважин отдельных месторождений Ай-Пимского вала и данных, полученных при моделировании.

В связи с тем, что детальные выводы представлены по окончании каждого вида работ (промежуточных и итоговых построений моделей) в подразделе «Итоги», в заключение авторы приводят только основные выводы по площади Ай-Пимского вала в целом:

- малые эффективные толщины, низкие

значения гранулометрических характеристик, а следовательно, и коллекторских свойств пород пласта AC_{12} обусловлены условиями его осадконакопления, которое происходило на бровке палеошельфа при дефиците поступающего туда обломочного материала в связи с удаленностью от крупных аллювиальных источников питания шельфа;

- в процессе моделирования, безусловно, возникают сложности на этапе формирования ЛБД, когда появляется ряд вопросов необходимости включения или исключения определенных скважин, разнородных и разновариантных геолого-промысловых параметров, что может быть решено путем дополнительных геостатистических исследований, обсуждений, выбором наиболее

эффективного, на взгляд авторов, алгоритма формирования ЛБД и построения итоговых моделей;

- для повышения эффективности процесса добычи нефти из неантиклинальных залежей с наличием тонких переслаивающихся пропластков необходимо иметь оптимальную геологическую модель, учитывающую как строение самого резервуара, так и движение флюидов в нем.

Итоги

Проведен анализ результатов исследования литолого-петрографических особенностей низкопроницаемых коллекторов. Дополнена база данных для построения модели залежи пласта АС₁₂ (ГИС, результаты исследования ФЕС и др.). Построены детальные 3D-модели насыщенности низкопроницаемых коллекторов Ай-Пимского вала.

Выводы

Применение Data Analysis (ПК Petrel) позволило провести геологостатистическую обработку данных. Выявлены зоны распространения низкопроницаемых коллекторов, перспективные для первоочередного разбуривания. Уточнены границы выклинивания пласта АС₁₂.

Литература

1. Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Девятков В.П. Стратиграфо-корреляционная основа детальных моделей Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа Югры. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2009. Том 1. С. 245–262.
2. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: УГГУ, 2010. 257 с.
3. Гришкевич В.Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа: монография. Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2005. 116 с.
4. Жемчугова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем: учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. 344 с.
5. Волков В.А. Гончарова В.Н. Об истории тектонического развития территории Фроловской мегавпадины // Вестник недропользователя. 2015. № 27.

6. Кропотова Е.П., Панченко Н.Ф. Литолого-петрографическая характеристика пород пласта АС₁₁ Назаргалеевского месторождения // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газовых месторождений Сургутского региона. Екатеринбург: Путиведь, 2001. № 3. С. 117–125.
7. Топычканова Е.Б., Ермакова С.А., Усманов И.Ш. Особенности геологического строения пласта АС₁₂ на Ай-Пимском и Западно-Чигоринском месторождениях // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газовых месторождений Сургутского региона. Екатеринбург: Путиведь, 2001. № 3. С. 91–105.
8. Шустер В.Л., Тюкавкина О.В., Вересович А.А. Геологоразведочные работы по выявлению и картированию сложнопостроенных, неантиклинальных ловушек месторождений Западной Сибири // Технологии нефти и газа. 2019. № 5. С. 37–41.
9. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Зари С.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений в пределах Среднемесякского вала и Большехетской впадины на Севере Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 7. С. 11–20.
10. Гатина Н.Н., Гаврилов С.С., Горбунова А.О., Ким О.О., Тихомиров Е.В. Опыт применения сейсмоседиментологических исследований для картирования неантиклинальных ловушек на примере территории юго-восточного склона Среднемесякского вала // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 14–21.
11. Курчиков А.Р., Бородин В.Н., Попов Ю.Л. Сейсмогеологическое картирование сейсмофациальных комплексов неокма в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области // Известия вузов. Нефть и газ. 2012. № 6. С. 19–23.
12. Левянт В.Б., Ампилов Ю.П., Колесов В.В., Глоговский В.М., Коростышевский Н.Б., Птецов С.Н. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. М.: 2006. 40 с.
13. Пермякова И.С., Тюкавкина О.В. Геостатистический алгоритм коррекции скважинных данных в структурных построениях // Геофизика, 2019. № 2. С. 23–29.
14. Тюкавкина О.В. Уточнение геологической

модели пластов группы АС // Технологии нефти и газа. 2018. № 5. С. 25–31.

15. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969. 389 с.
16. Булыгин Д.В. Прикладные аспекты геологических законов в свете задач моделирования строения природного резервуара // Сборник докладов научно-технич. конф., посвященной 60-летию ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть». Набережные Челны: Экспозиция Нефть Газ, 2016. 460 с.
17. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. М.: Недра, 1984. 256 с.
18. Надеждин О.В., Зайруллина Э.И. Алгоритмы поточечной увязки керна и ГИС по глубине // Сборник тезисов XI Всероссийской науч.-техн. конф. «Актуальные проблемы нефтегазового комплекса России». М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. С. 46–52.
19. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей. РД 153-39.0-047-00. М.: Министерство энергетики РФ, 2000. 129 с.
20. Страхов П.Н. Давыдова Е.А., Сачек К.Г., Еремин Ю.Г. Комплексирование информации о разномасштабных неоднородностях при геологическом моделировании залежей нефти и газа // Нефтяное хозяйство. 2020, № 7. С. 82–87.
21. Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Марутян О.О., Халиуллина А.Ф., Никулин Б.А. Привязка данных по керну к материалам ГИС — важный этап построения цифровой модели месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. № 3. С. 5–10.
22. Закиров С.Н. Проблематика 3D геологического, гидродинамического моделирования и их следствия в недропользовании // Моделирование геологического строения и процессов разработки — основа успешного освоения нефтегазовых месторождений. Казань: Слово, 2018. С. 36–39.
23. Закиров С.Н., Аникеев Д.П. Технологии скважин и алгоритмы интерпретации результатов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 2. С. 16–21.
24. Закревский К.Е., Попов В.Л. Вариограммный анализ геологических тел // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 1. С. 27–31.

ENGLISH

Results

The analysis of the results of the study of lithological and petrographic features of low-permeability reservoirs has been carried out. The database for building a reservoir model of the АС₁₂ formation has been updated (well logging, results of reservoir properties research, etc.). Detailed 3D saturation models of low-permeability reservoirs of the Ai-Pimsky swell were built.

References

1. Mukher A.G., Myasnikova G.P., Devyatov V.P. Stratigraphic-correlation basis of detailed models of Western Siberia. Ways

of realizing the oil and gas and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of Yugra. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, 2009, Vol. 1,

P. 245–262. (In Russ).

2. Stratigraphy and paleogeography of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover of the Shaim oil and gas region (Western

- Siberia). Yekaterinburg: UGGU, 2010, 257 p. (In Russ).
3. Grishkevich V.F. Macrostructure of the Berriasian-Aptian deposits of Western Siberia and its use in the construction of information technologies in the geology of oil and gas: monograph. Tyumen: IzdatNaukaServis, 2005, 116 p. (In Russ).
 4. Zhemchugova V.A. Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems: textbook. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014, 344 p. (In Russ).
 5. Volkov V.A., Goncharova V.N. On the history of tectonic development of the territory of the Frolov megadepression. Bulletin of the subsoil user, 2015, issue 27. (In Russ).
 6. Kropotova E.P., Panchenko N.F. Lithological and petrographic characteristics of the Nazargaleevskoye field. Issues of geology, drilling and development of oil and gas fields in the Surgut region. Yekaterinburg: Putived, 2001, issue 3, P. 117–125. (In Russ).
 7. Topychkanova E.B., Ermakova S.A., Usmanov I.Sh. Features of the geological structure of the AC₂ formation at the Ai-Pimskoye and Zapadno-Chigorinskoye fields. Issues of geology, drilling and development of oil and gas fields in the Surgut region. Yekaterinburg: Putived, 2001, issue 3, P. 91–105. (In Russ).
 8. Shuster V.L., Tyukavkina O.V., Veresovich A.A. Geological exploration work to identify and map complex, non-anticlinal traps of Siberian mining areas. Oil and Gas Technologies, 2019, issue 5, P. 37–41. (In Russ).
 9. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Zaripov S.M. Geological structure and prospects of oil and gas content of the Lower Cretaceous deposits within the Srednemesoyakhsky swell and the Bolshekhetskaya depression in the north of Western Siberia. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2011, issue 7, P. 11–20. (In Russ).
 10. Gatina N.N., Gavrilov S.S., Gorbunova A.O., Kim O.O., Tikhomirov E.V. Experience of using seismic sedimentological studies for mapping non-anticlinal traps on the territory of the southeastern slope of the Srednemesoyakhsky swell. Geology of oil and gas, 2015, issue 3, P. 14–21. (In Russ).
 11. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Popov Yu.L. Seismogeological mapping of seismic facies complexes of the Neocomian within the Pur-Taz oil and gas region. Oil and gas studies, 2012, issue 6, P. 19–23. (In Russ).
 12. Levyant V.B., Ampilov Yu.P., Glogovskij V.M., Kolesov V.V., Korostyshevskij N.B., Ptecov S.N. Methodical recommendations on the use of seismic data (2D, 3D) for calculating oil and gas reserves. Moscow, 2006, 40 p. (In Russ).
 13. Permyakova I.S., Tyukavkina O.V. Geostatistical Algorithm for Correction of Well Data in Structural Constructions. Geophysics, 2019, issue 2, P. 23–29. (In Russ).
 14. Tyukavkina O.V. Refinement of the geological model of strata of the AC group. Oil and Gas Technologies, 2018, issue 5, P. 25–31. (In Russ).
 15. Khanin A.A. Oil and gas reservoir rocks and their study. Moscow: Nedra, 1969, 389 p. (In Russ).
 16. Bulygin D.V. Applied aspects of geological laws in the light of considering the problems of modeling the structure of a natural reservoir. Collection of reports scientific and technical, Conf., dedicated to the 60th anniversary of TatNIPIneft PJSC Tatneft, Naberezhnye Chelny: Exposition Oil Gas, 2016, 460 p. (In Russ).
 17. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sandy bodies – lithological traps of oil and gas. Moscow: Nedra, 1984, 256 p. (In Russ).
 18. Nadezhdin O.V., Zayrullina E.I. Algorithms of point-to-point core alignment and well logging by depth. Sat. theses of the XI All-Russian scientific and technical. conf. “Actual problems of the oil and gas complex of Russia”, Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2016, P. 46–52. (In Russ).
 19. Regulations for the creation of permanent geological and technological models. RD 153-39.0-047-00, Moscow: Ministry of Energy of the Russian Federation, 2000, 129 p. (In Russ).
 20. Strakhov P.N., Davydova E.A., Sachek K.G., Eremin Yu.G. Complex modeling of information about different-scale heterogeneities in geological modeling of oil and gas deposits. Oil Industry, 2020, issue 7, P. 82–87. (In Russ).
 21. Bolshakov M.N., Skibitskaya N.A., Marutyan O.O., Khaliullina A.F., Nikulin B.A. Binding of core data to logging data is an important stage in the construction of digital models of the field. Actual problems of oil and gas, 2017, issue 3, P. 5–10. (In Russ).
 22. Zakirov S.N. Problems of 3D geological, hydrodynamic modeling and their consequences in subsoil use. Modeling of the geological structure and development processes is the basis for the successful development of oil and gas fields. Kazan: Slovo, 2018, P. 36–39. (In Russ).
 23. Zakirov S.N., Anikeev D.P. Well technologies and algorithms for interpretation of results. Actual problems of oil and gas, 2018, issue 2, P. 16–21. (In Russ).
 24. Zakrevsky K.E., Popov V.L. Variogram analysis of geological bodies. Exposition Oil Gas, 2018, issue 1, P. 27–31. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шустер Владимир Львович, д.г.-м.н., главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

Волошин Михаил Григорьевич, студент по направлению «Прикладная геология», специализация «Геология нефти и газа», ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Москва, Россия

Тюкавкина Ольга Валерьевна, к.г.-м.н., старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия
Для контактов: tov.sing@mail.ru

Волошина Елена Витальевна, студент по направлению «Прикладная геология», специализация «Геология нефти и газа», ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Москва, Россия

Капитонова Ирина Леонидовна, старший преподаватель департамента недропользования и нефтегазового дела, ФГАУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия

Shuster Vladimir Lvovich, doctor geological and mineralogical sciences, chief researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia

Voloshin Mikhail Grigorevich, student in the direction “Applied Geology”, specialization “Oil and Gas Geology”, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geo-logical Prospecting, Moscow, Russia

Tyukavkina Olga Valerevna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, senior researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: tov.sing@mail.ru

Voloshina Elena Vitalevna, student in the direction “Applied geology”, specialization “Oil and gas geology”, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geo-logical Prospecting, Moscow, Russia

Kapitonova Irina Leonidovna, senior lecturer of the department of subsoil use and Oil and Gas Engineering, RUDN University, Moscow, Russia