

УДК 550.834.05

DOI 10.31087/0016-7894-2019-6-67-74

Применение комплексного подхода к моделированию нетрадиционного объекта — коры выветривания Западной Сибири

© 2019 г. | И.В. Гейст, А.М. Исмагилова, А.В. Зайцев

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ivgeyst@tnnc.rosneft.ru; amismagilova@tnnc.rosneft.ru; avzaitsev@tnnc.rosneft.ru

Поступила 10.09.2019 г.

Принята к печати 08.10.2019 г.

Ключевые слова: *нетрадиционный коллектор; палеозойские отложения; силицитовая и карбонатная формации; модель; тренд; разлом; трещиноватость; пористость; проницаемость; дебит.*

На сегодняшний день большинство крупных нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири находится в завершающей стадии разработки и характеризуется традиционным поровым типом коллектора. Снижение уровня добычи углеводородов на крупных месторождениях должно компенсироваться разработкой средних или мелких месторождений. Однако большинство вводимых в разработку запасов относится к трудноизвлекаемым и приурочено к залежам сложного геологического строения с низкой проницаемостью, высокой вязкостью нефти, наличием разломов, активных подошвенных вод, газовых шапок и пр. В статье изложен комплексный подход к созданию геологической модели пласта с нетрадиционным типом коллектора, представленного силицитовой и карбонатной формациями. На примере коры выветривания Северо-Варьганского месторождения рассмотрен алгоритм создания кубов фильтрационно-емкостных свойств матрицы и трещин с учетом промысловых данных. В процессе эксплуатации скважин была подтверждена фильтрация углеводородов через систему трещин и матрицу, при этом расчеты с использованием стандартных моделей (без учета трещиноватости) отличались низкой достоверностью.

Для цитирования: Гейст И.В., Исмагилова А.М., Зайцев А.В. Применение комплексного подхода к моделированию нетрадиционного объекта — коры выветривания Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2019. – № 6. – С. 67–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-6-67-74.

Weathering crust of Western Siberia: integrated approach to modelling of unconventional object

© 2019 | I.V. Geist, A.M. Ismagilova, A.V. Zaitsev

LLC TNNC, Tyumen', Russia; ivgeyst@tnnc.rosneft.ru; amismagilova@tnnc.rosneft.ru; avzaitsev@tnnc.rosneft.ru

Received 10.09.2019

Accepted for publication 08.10.2019

Key words: *unconventional reservoir; Palaeozoic series; silicite and carbonate formations; model; trend; fault; fracture; porosity; permeability; flowrate.*






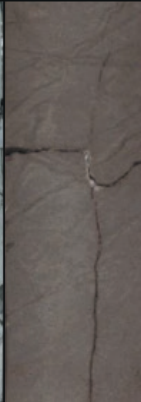
Today, most of the major oil and gas fields in Western Siberia are in the final stages of development, and the conventional porous reservoirs are typical of them. Hydrocarbon production decline in the large fields should be offset by the development of medium or small fields. However, the majority of reserves put in production are classified as difficult-to-recover reserves associated with accumulations in the geologically complicated formations having low permeability, high oil viscosity, presence of faults, active bottom waters, gas caps, etc. The paper presents the integrated approach to creation of geological model of unconventional reservoir represented by silicite and carbonate formations. Algorithm of creating cubes of matrix porosity and permeability with fractures, which take into account production data, is discussed by the example of weathering crust in the North Varyogansky field. During the course of wells operation, hydrocarbon fluid flow through the fracture system and matrix was confirmed; at the same time, calculations using the standard models (taking no account of fractures) were of low confidence.

For citation: Geist I.V., Ismagilova A.M., Zaitsev A.V. Weathering crust of Western Siberia: integrated approach to modelling of unconventional object. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(6):67–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-6-67-74.

Нефтегазоконденсатные залежи Северо-Варьганского месторождения в Западно-Сибирском нефтегазоносном регионе характеризуются нетрадиционными типами коллекторов в коре выветривания палеозойских отложений и осложнены элементами тектонического и литологического экранирования.

Геолого-промысловые данные свидетельствуют о высоком УВ-потенциале доюрского комплекса. В настоящее время в Западной Сибири подобные коллекторы разрабатываются в незначительном объеме, поэтому такой тип залежей изучен плохо, а механизмы формирования пустотного пространства дискусионны.

Рис. 1. Петрографические типы пород
Fig. 1. Petrographic types of rocks

	Породы-коллекторы			Породы-неколлекторы			
Керн							
Петротип	Грубо-крупно-обломочные силициты	Органогенные силициты	Глинисто-кремневые породы	Известняки тонко-мелкокристаллические	Кремнисто-карбонатные породы	Метадолериты	Каолинит-сидеритовые породы
K_{np} , доли ед.	0,10–0,35	0,02–0,25	0,02–0,23	0,001–0,05	0,01–0,14	0,002–0,004	0,04–0,06
$n \cdot 10^{-3} \frac{K_{np}}{\text{МКМ}^2}$	0,04–100	0,01–10	0,01–2	< 0,01–0,12	< 0,01–0,7	< 0,01–0,3	< 0,02–3

Анализ проведенных исследований керна, скважинных данных, полученных с помощью прибора азимутальный электрический микроимиджер (FMI), гидродинамических исследований (ГДИ) и результатов эксплуатации свидетельствует о наличии естественной трещиноватости, вызванной тектоническими процессами.

Трещиновато-поровые коллекторы отличаются от традиционных поровых наличием двух сред — низкопроницаемой матрицы и высокопроницающей системы трещин. Поэтому эффективная разработка месторождений с подобным типом коллектора является сложной задачей.

Нефтегазоносность коры выветривания доюрского комплекса Западной Сибири рассмотрена в ряде работ [1–3]. Основная проблема прогноза нефтегазоносности подобных резервуаров заключается в поиске участков развития коллекторов.

Особенности геологического строения коры выветривания

Северо-Варьеганское месторождение расположено к северу от Нижневартовского свода. Продуктивность разреза доказана в широком стратиграфическом диапазоне — от доюрского комплекса до меловых отложений. Основные запасы газа и конденсата сосредоточены в отложениях коры выветривания фундамента (78 % геологических запасов месторождения). Для залежей характерно субмеридиональное простирание и приуроченность к зонам разломов.

Коллекторами являются силициты и глинисто-кремневые породы силицитово-кремневой формации (рис. 1), которые состоят в основном из кремниевых органических остатков (10–90 %), хемогенного кремнезема (35–90 %) и карбонатов (0–10 %). Глинистые минералы представлены каолинитом (0–10 %).

Отложения силицитово-кремневой формации могли сохраниться после предъюрского размыва в основном в пределах синклиналиных складок и опущенных блоков [2]. Магматические, кремнисто-карбонатные породы и известняки относятся к породам-неколлекторам. Они практически не обладают поровой емкостью, однако в зоне предъюрского гипергенеза вполне возможно наличие резервуара порово-трещинного типа [3].

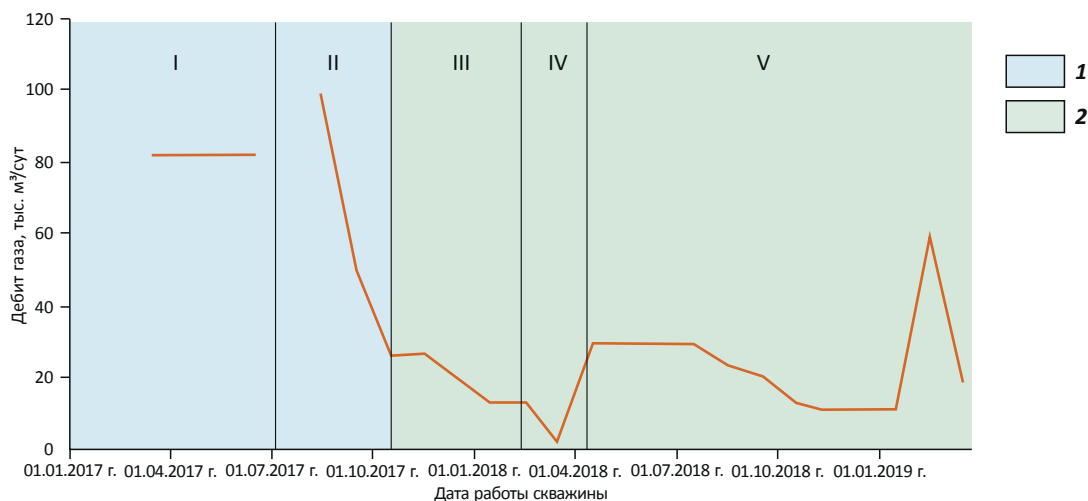
Несмотря на очень высокую общую пористость (до 0,35 доли ед.), породы имеют достаточно низкую проницаемость, что объясняется малым числом связанных пор. При этом в интервалах с наибольшей плотностью трещин, наблюдаемых по FMI, отмечается тенденция роста проницаемости.

В целом коллектор может быть охарактеризован как трещинно-поровый с явным преобладанием микропоровой емкости.

Обоснование трещинной составляющей по данным разработки

На сегодняшний день в коре выветривания пробурено 11 газовых скважин. Стартовые дебиты газа варьируют в диапазоне 52,5–362 тыс. м³/сут.

Рис. 2. Динамика дебита газа по скважине, пробуренной в коре выветривания Северо-Варьеганского месторождения
Fig. 2. Dynamics of gas flowrate from the well drilled in the weathering crust in the North Varyogansky field



Работа (1, 2): 1 — трещиноватой составляющей; 2 — порового коллектора-матрицы.

Характерные этапы динамики дебита газа для коллекторов с наличием трещиноватости: I — стабильная работа трещиноватой составляющей, II — резкое снижение дебита газа (истощение трещинной составляющей), III — стабильная работа с плавным темпом падения дебита газа (работа порового коллектора-матрицы), IV — остановка скважины вследствие пониженного пластового давления, V — восстановление работы скважины после простоя (восстановление пластового давления)

Work of (1, 2): 1 — fractured component; 2 — porous matrix-reservoir.

Typical stages of gas flowrate dynamics for reservoirs with fracture: I — stable work of the fractured component, II — drop in gas flowrate (depletion of fractured component), III — stable work with smooth decrease of gas flowrate (work of porous reservoir-matrix), IV — well shut down because of low reservoir pressure, V — resuming well operation after idle time (formation pressure buildup)

Необходимо отметить низкую достоверность прогнозирования добычи газа и конденсата, рассчитанной по утвержденной гидродинамической модели без учета трещинной составляющей.

В ходе анализа промысловых данных и результатов ГДИ косвенно подтверждена гипотеза о фильтрации газа в основном через систему трещин. Рассмотрим динамику изменения дебита газа по одной из скважин коры выветривания Северо-Варьеганского месторождения (рис. 2).

Необходимо отметить, что режим по данной скважине выбирался исходя из условия достижения постоянного дебита газа [4] в течение нескольких лет эксплуатации, но цель не была достигнута. Напротив, по скважине отмечается небольшой период постоянных отборов, обусловленный фильтрацией газа, изначально находившегося в трещинах, затем наблюдается резкое падение и происходит стабилизация отборов на более низком уровне за счет работы матрицы.

В марте 2018 г. зафиксировано прекращение фонтанирования, которое возобновилось после восстановления давления в призабойной зоне пласта. Данное явление можно объяснить смыканием проводящего канала (трещины) из-за снижения пластового давления.

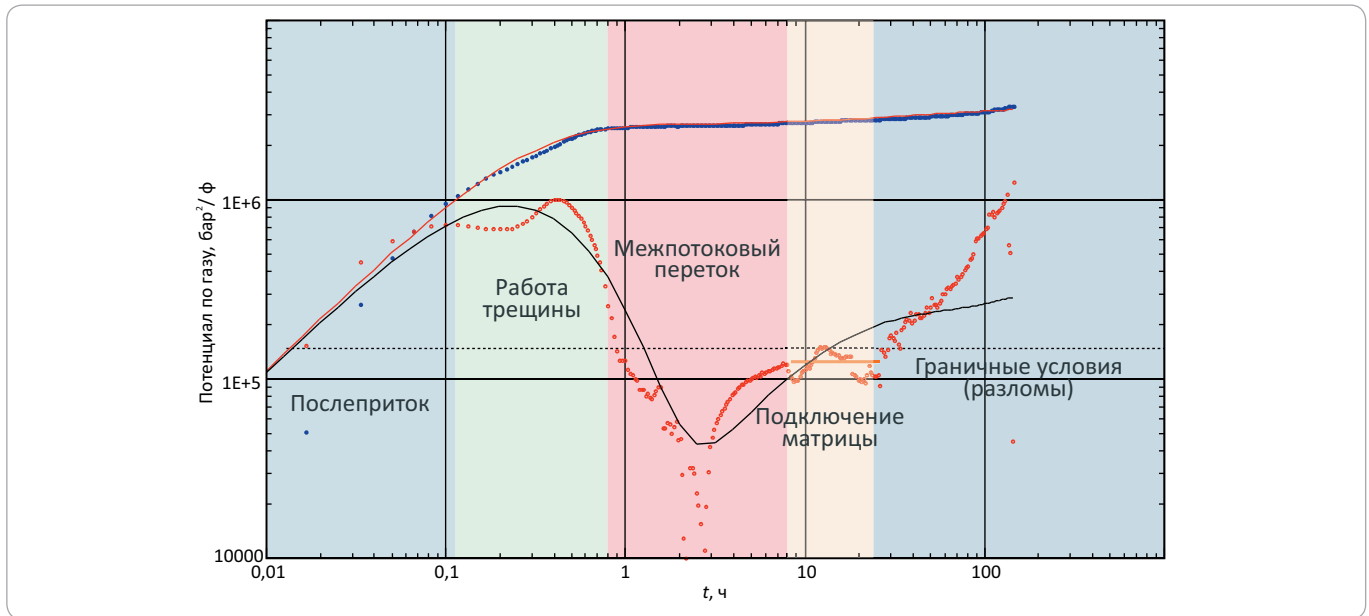
Описанные стадии эксплуатации приведены в литературе [5] и сопоставимы с результатами работы скважин на месторождениях-аналогах.

Влияние трещин на процесс фильтрации подтверждается результатами, полученными методом кривой восстановления давления (КВД). Согласно мировому опыту [6], работу трещины иллюстрирует диагностический график КВД. Типовой пример такого графика по одной из скважин, пробуренной в коре выветривания Северо-Варьеганского месторождения, приведен на рис. 3. Данный график имеет две «полки» и перегиб между ними, причем первая полка описывает приток по системе трещин, вторая — по системе трещин и матрицы, а перегиб между ними соответствует межпоровому перетоку.

Таким образом, фильтрация УВ в основном осуществляется за счет трещинной составляющей, поэтому для корректного прогноза показателей разработки необходимо создание модели двойной среды.

Для построения актуальной геолого-гидродинамической модели нетрадиционного резервуара с учетом трещинной составляющей выполнено комплексирование разномасштабной информации, включающей: данные по керну и геофизическим исследованиям скважин (ГИС) (в том числе FMI и акустического широкополосного каротажа), про-

Рис. 3. Диагностический график коллектора с двойной пористостью
 Fig. 3. Diagnostic chart for reservoir with double porosity



мысловые данные, результаты обработки сейсморазведки 3D, данные месторождений-аналогов. Сотрудничество специалистов центра исследований ядра, управления геолого-разведочных работ, управления разработки и дочернего общества с учетом зарубежного опыта позволило выработать следующую последовательность работ:

- подготовка концептуальной модели;
- построение структурно-тектонической основы;
- создание геологической модели 3D;
- расчет характеристик трещин (плотность, апертюра, длина, хрупкость, интенсивность);
- построение модели трещин;
- анализ полученных результатов и фактических данных.

Анализ исходной информации свидетельствует о наличии двух зон: силицитовой формации с высокой пористостью и низкой проницаемостью и кремнисто-карбонатной формации с очень низкими пористостью и проницаемостью (рис. 4).

Применение специальных приемов объектно-ориентированной обработки сейсмических данных 3D и последующие инверсионные преобразования (Р.Б. Яневиц и др.) позволили закартировать зоны развития коры выветривания. По значениям акустического импеданса можно выделить два комплекса пород: верхнюю часть доюрской коры выветривания (в границах от A до A_2) и нижнюю часть доюрского комплекса (ниже границы A_2).

По кубу акустического импеданса было прослежено три границы: A — кровли коры выветривания,

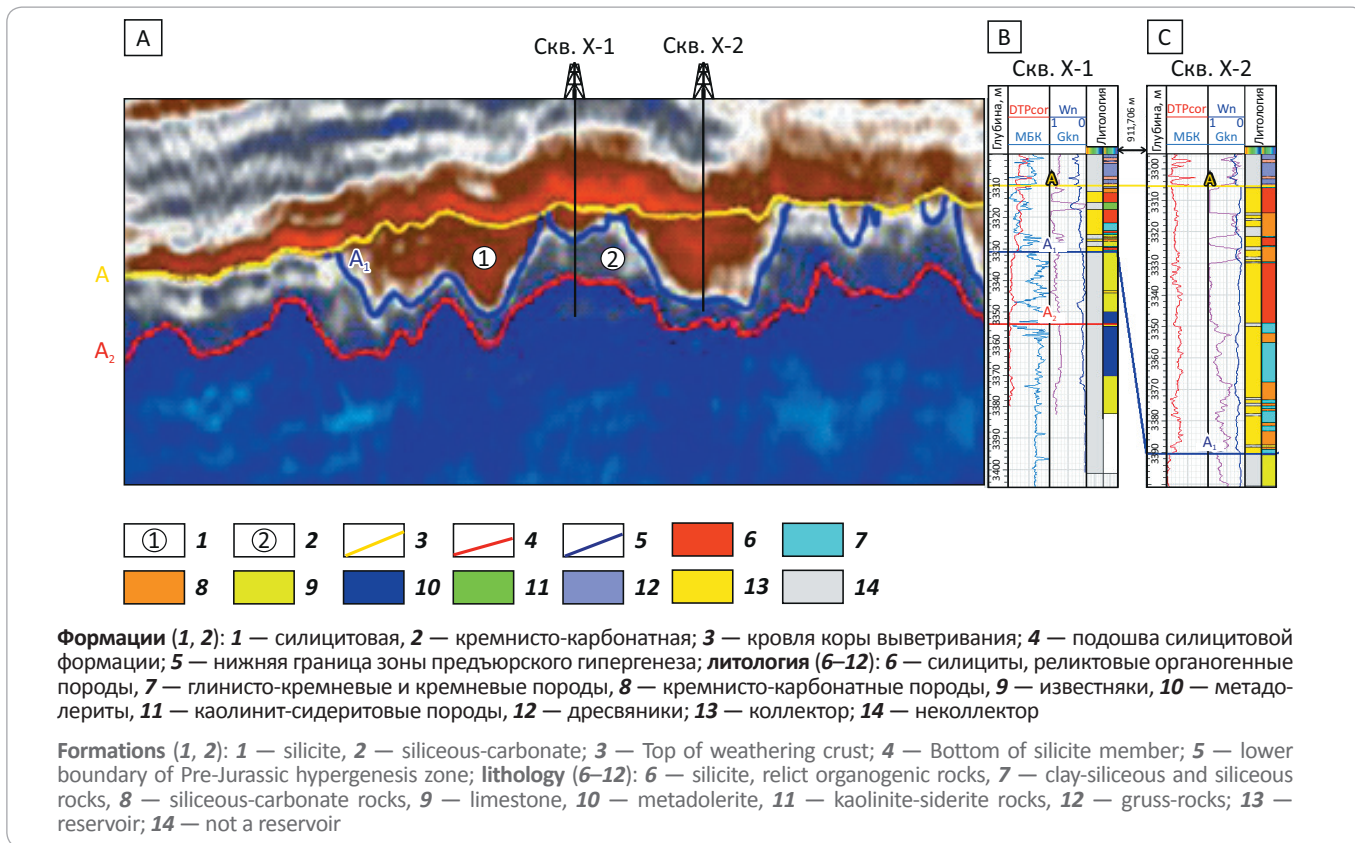
A_2 — подошвы коры выветривания, A_1 — подошвы силицитовой формации. Закартированные области развития силицитов представляют собой систему узких линейных зон субмеридионального простирания, контролируемых разломами и приуроченных к синклиналим складкам кристаллического фундамента. Размеры силицитовых тел различны, максимальная длина достигает 5 км, ширина варьирует от 0,3 до 0,5 км, глубина карманов не превышает 130 м [4]. Кровля и подошва коры выветривания приняты за границы трехмерной модели.

Совместная интерпретация сейсмических и промысловых данных по скважинам показывает, что скважины, находящиеся в пределах разных зон развития силицитов, гидродинамически связаны между собой. Об этом свидетельствуют данные начального и текущего пластового давления в скважинах, приуроченных к разным карманам. Таким образом, данные разработки, ГДИ и палеотектонического анализа использованы для создания структурно-тектонической модели блочного типа. Модель тектонических нарушений отражает особенности распределения разломов в трехмерном пространстве.

Результаты поточечной интерпретации ГИС в скважинах использованы для построения 3D-модели коллектора и его фильтрационно-емкостных свойств. Для повышения точности распределения свойств в межскважинном пространстве взяты прогнозные параметры по результатам инверсионных преобразований 3D-сейсмических данных: кубы плотности пород и прогноза коллекторов.

Созданная геологическая 3D-модель послужила основой для дальнейшего моделирования трещин.

Рис. 4. Сейсмический профиль через скважины X-1 и X-2 с границами коры выветривания (A) и их литологические колонки (B, C)
Fig. 4. Seismic line across X-1 and X-2 wells showing the weathering crust (A) and their lithological columns (B, C)



Разработка модели трещиноватости

Развитие дизъюнктивной тектоники района связано с формированием регионального Колтогорско-Уренгойского грабена. Разломы сопровождаются субпараллельными зонами трещиноватости и делят площадь на блоки (рис. 5). Данные FMI по ориентации трещин совпадают с региональным напряжением, которое напрямую влияет на процесс трещинообразования. Для моделирования трещиноватости применена гибридная методика — сочетание дискретной сети трещин (DFN) (Discrete Fracture Network) и неявной модели трещин (IFM) (Implicit Fracture Network), реализованная в программном комплексе Petrel компании Schlumberger. В модели DFN в качестве объектов используются плоскости трещин различной протяженности, ориентации и апертуры, характеризующиеся разной интенсивностью по площади, а в модели IFM — свойства трещин. Данный подход позволяет имитировать реальную трещиноватую среду.

Для создания модели трещиноватости необходимы три основных типа входных данных:

- геометрия (задается формой и длиной);
- ориентация (используются региональные тренды, средний угол падения, азимут и концентрация трещин);
- распределение (определяется интенсивностью).

Геометрия трещин

В реальных условиях трещины имеют форму эллипсов, но для такого представления требуются большие вычислительные мощности. Поэтому форма трещин упрощается и задается в виде прямоугольников. Отношение длины к высоте трещины принято считать равным двум, как наиболее встречаемое при исследованиях обнажений трещиноватых формаций.

Для построения сети трещин также необходимо задать тип распределения длин трещин и их максимальные значения. Для определения распределения длин был использован степенной метод с распределением Парето, как наиболее подходящий.

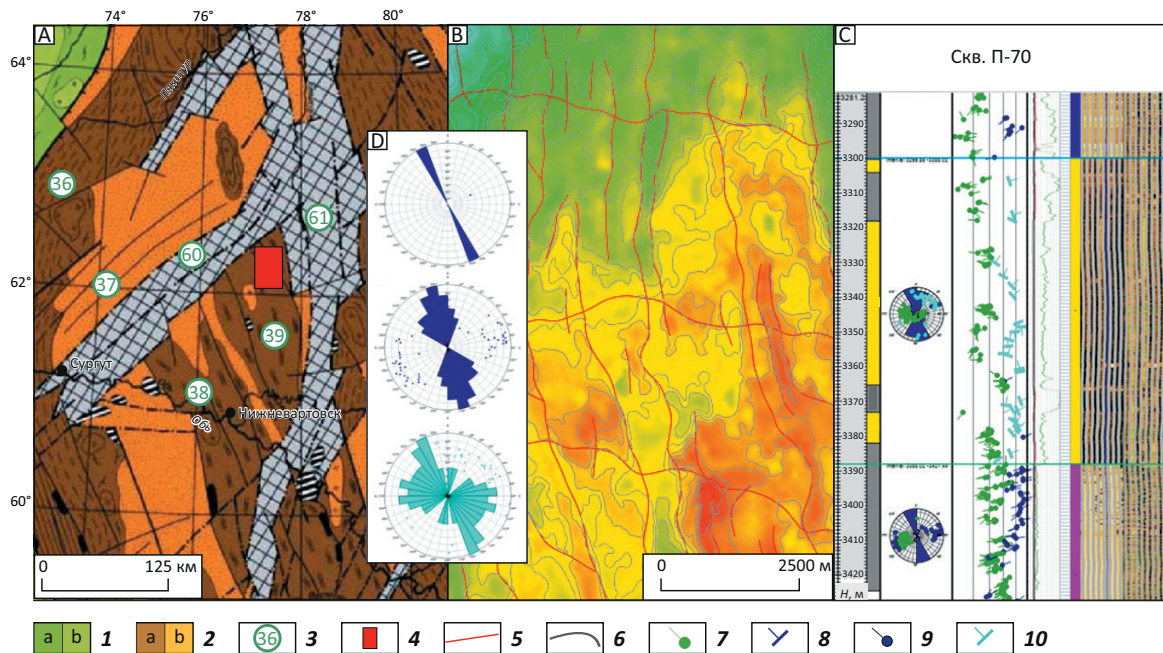
Наибольшей неопределенностью при изучении трещиноватых коллекторов является максимальная длина трещин, которая может быть принята равной таковой, замеренной на обнажениях тех же формаций на других месторождениях. Для залежей коры выветривания Северо-Варьганского месторождения таких аналогов обнаружено не было, поэтому максимальная длина (130 м) задана экспертно, исходя из диапазона изменения апертуры и прямых методов изучения трещин [7].

Апертура трещин

Одним из основных параметров является апертура трещин, которая обуславливает проницаемость.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 5. Сопоставление ориентации трещин по материалам исследований FMI (C), разломной модели (D) и данным тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова) (A)
Fig. 5. Comparison of fracture orientation according to FMI studies (C), model containing faults (D), and data from the tectonic map of the West Siberian Plate basement (eds. V.S. Surkov) (A)



B — структурная карта по кровле коры выветривания (Яневиц Р.Б. и др., 2018).

Фундамент (1, 2): 1 — каледонский (ордовикско-силурийский): а — доорогенный, б — орогенный, 2 — герцинский (девон-пермский): а — доорогенный, б — орогенный; 3 — зоны трещиноватости и рифты; 4 — Северо-Варьеганский лицензионный участок; 5 — разломы; 6 — изогипсы кровли коры выветривания; 7 — напластование; **трещины (8–10):** 8 — проводящая, 9 — частично проводящая, 10 — залеченная.

Зоны трещиноватости герцинской системы: 36 — Сургутско-Пурпейская, 37 — Юганско-Покурская, 38 — Нижневартовская, 39 — Агапская; триасовые рифты: 60 — Аганский, 61 — Колтогорско-Уренгойский.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 4

B — Depth map over the weathering crust Top (Yanevits R.B. et al., 2018).

Basement (1, 2): 1 — Caledonian (Ordovician-Silurian): a — pre-orogenic, b — orogenic, 2 — Hercynian (Devonian-Permian): a — pre-orogenic, b — orogenic; 3 — fractured zones and rifts; 4 — North Varyogan License Area; 5 — faults; 6 — structural contours of weathering crust Top; 7 — bedding; **fractures (8–10):** 8 — conductive, 9 — partially conductive, 10 — resistive.

Fractured zones of Hercynian system: 36 — Surgutsky-Purpeisky, 37 — Yugansky-Pokursky, 38 — Nizhnevartovsky, 39 — Agapsky; Triassic rifts: 60 — Agansky, 61 — Koltogorsky-Urengoisky.

For other Legend items see Fig. 4

В данной статье значения апертуры приняты по фактическим данным (по исследованиям FMI): максимальная — 1,2896 мм, минимальная — 0,00131 мм, среднее значение — 0,04922 мм, распределение лог-нормальное. Среднее значение подтверждается также результатами изучения геомеханических свойств по методике К.И. Багринцевой на 13 кубических образцах керн по 4 скважинам.

По данным из открытых источников ширина трещин около 1 мм характерна для ограниченного числа месторождений (например, в Иране), значения ниже 100 мкм встречаются чаще и обеспечивают достаточную проницаемость для рентабельной добычи [8].

Создание тренда интенсивности

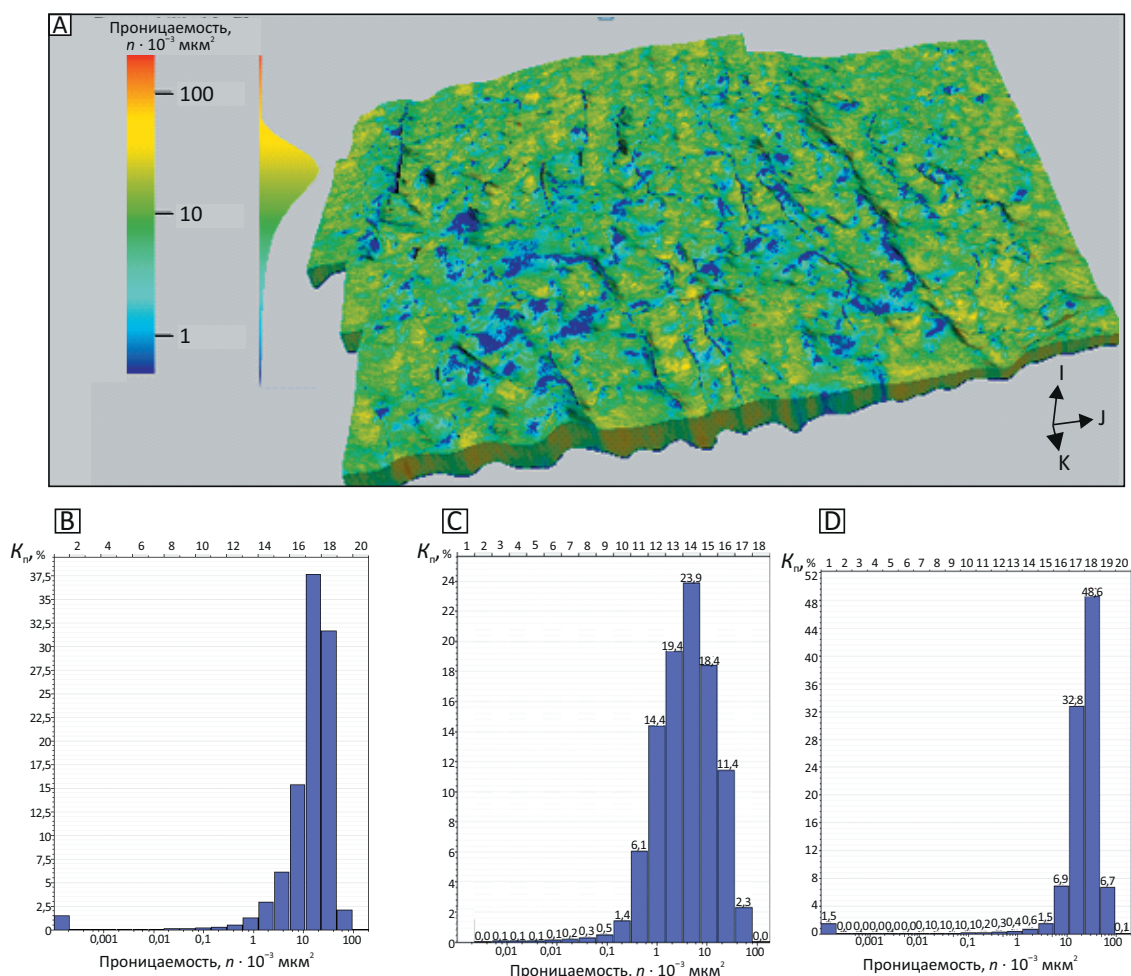
Для моделирования интенсивности можно использовать различные свойства: сейсмические кубы разных атрибутов, кривизну, данные структурного анализа, литологические данные (свойства фаціаль-

ной модели), расстояние до разломов. В настоящей статье использованы результаты прогнозирования естественной трещиноватости (NFP). В основе процесса NFP заложен алгоритм, позволяющий рассчитывать карты ориентации естественных трещин и тренды плотности на основе тектонической модели разломов и данных FMI.

Для моделирования NFP необходимы такие атрибуты, как азимут падения (Dip azimuth), угол падения (Dip angle) и тип трещин (Fracture type).

В ходе анализа был применен геометрический подход, параметры пространственной ориентации отображались с помощью диаграмм Шмидта. Выявлено главное направление простирания трещин (170–350°), соответствующее региональному направлению напряжения (см. рис. 5 C, D). Трещины классифицированы по FMI: открытые, частично раскрытые и залеченные. В зависимости от угла падения заданы

Рис. 6. Куб проницаемости трещин по направлению I
Fig. 6. Fracture conductivity cube in I direction



A — модель трещиноватости, анизотропия проницаемости по направлениям: B — I, C — J, D — K
A — fracture model, conductivity anisotropy in directions: B — I, C — J, D — K

типы трещин: растяжения (joint), разлома (fault) и стилолиты (stilolites).

В итоге на основе результатов, полученных в процессе прогнозирования естественной трещиноватости (векторов ориентации естественных трещин и трендов интенсивности трещин), создана сеть трещин.

Результаты моделирования

В результате применения предложенного подхода к созданию трехмерной геологической модели трещиноватого коллектора был выявлен ряд закономерностей, который позволил объединить разномасштабную информацию о коллекторе нетрадиционного типа в единую модель, представляющую собой кубы матрицы и набор дискретных трещин, что является аналогом реальной трещиноватой среды.

Доля геологических запасов газа и конденсата, содержащихся в трещинном пространстве, незначительна и не превышает 3 %.

Влияние трещинной проницаемости на показатели разработки существенное, что обуславливает

необходимость продолжения изучения потенциально трещиноватых зон.

Результаты построения модели трещиноватости с учетом характеристик анизотропии скоростей S-волн по сейсмическим данным представлены на рис. 6. Прослеживается характерная для трещиноватого коллектора анизотропия проницаемости.

Выводы

На Северо-Варьганском месторождении в коре выветривания обнаружены нетрадиционные коллекторы УВ — органогенные силициты и глинисто-кремневые породы, приуроченные к синклиналим складкам вдоль разломных зон.

Доказано влияние дизъюнктивных нарушений на пространственное положение залежей УВ. Обоснована трещинная составляющая работы коллектора.

На основе комплексирования разномасштабной информации создана геологическая модель, отражающая фильтрационно-емкостные свойства матрицы и системы трещин коры выветривания.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

По результатам моделирования были скорректированы точки заложения проектных скважин с учетом прогнозной интенсивности трещин. Учет модели трещиноватости при моделировании нетради-

ционного порово-трещинного резервуара позволяет не только оптимизировать систему разработки, но и повысить точность прогноза показателей разработки для новых скважин.

Литература

1. Лебедев М.В., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б. Методика и результаты прогноза коллекторов в коре выветривания Северо-Варьганского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 4–11.
2. Фищенко А.Н., Лебедев М.В., Мазниченко М.В., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б. Новые данные о геологическом строении нефтегазонасного резервуара в верхней части доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 13–17.
3. Фищенко А.Н., Романчев М.А., Сильянов В.В., Зеленев И.А., Карих Т.М., Яцканич Е.А., Габдрахманова К.А., Кудаманов А.И., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б., Лебедев М.В. Концептуальная модель верхней части доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения // Сб. науч. тр. ТННЦ. – № 3. – Тюмень : ОАО «Тюменский дом печати», 2017. – С. 220–234.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М. : Недра, 2003. – 880 с.
5. Запывалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. – Новосибирск : Издательство СО РАН Филиал ГЕО, 2003. – 198 с.
6. Давлетбаев А., Байков В., Дое Т., Емченко О., Зайнуллин А., Игошин А., Федоров А. Анализ результатов исследований коллектора трещиновато-кавернозно-порового типа, SPE 136248 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/238050325_Fracture-Based_Strategies_for_Carbonate_Reservoir_Development_Russian (дата обращения: 12.05.2019 г.).
7. Левянт В.Б., Хромова И.Ю., Козлов Е.А., Карусов И.Н., Кащеев Д.Е., Колесов В.В., Мармалевский Н.Я. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. – М. : ЦГЭ, 2010. – 250 с.
8. Райсс Л. Основы разработки трещиноватых коллекторов. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2012. – 118 с.

References

1. Lebedev M.V., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B. Methods and results of predicting reservoirs in weathering crust of Severo-Varyogansky field. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2014;(3):4–11.
2. Fishchenko A.N., Lebedev M.V., Maznichenko M.V., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B. New data on the geological structure of the oil and gas reservoir in the upper part of the pre-Jurassic complex of the Severo-Varyeganskoye field. *Oil industry*. 2018;(3):13–17.
3. Fishchenko A.N., Romanchev M.A., Sil'yanov V.V., Zelenov I.A., Karikh T.M., Yatskanich E.A., Gabdrakhmanova K.A., Kudamanov A.I., Sokolovskaya O.A., Yanevits R.B., Lebedev M.V. Conceptual model of the upper part of Pre-Jurassic sequence in the North Varyogansky field [Konseptual'naya model' verkhnei chasti doyrskogo kompleksa Severo-Var'eganskogo mestorozhdeniya]. In: Sb. nauch. tr. TNNC. № 3. Tyumen': ОАО "Tyumenskii dom pechati"; 2017. pp. 220–234.
4. Mirzadzhanzade A.Kh., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliev Z.S. Introduction to gas production technologies [Osnovy tekhnologii dobychi gaza]. Moscow: Nedra; 2003. 880 p.
5. Zapivalov N.P., Popov I.P. Fluid dynamic models of oil and gas accumulations [Flyuidodinamicheskie modeli zalezhei nefti i gaza]. Novosibirsk: Izdatel'stvo SO RAN Filial GEO; 2003. 198 p.
6. Davletbaev A., Baikov V., Doe T., Emchenko O., Zainullin A., Igoshin A., Fedorov A. Reservoirs of fractured-cavernous-porous type: analysis of investigation results [Analiz rezul'tatov issledovaniy kollektora treshchinovato-kaverno-zno-porovogo tipa, SPE 136248]. Available at: https://www.researchgate.net/publication/238050325_Fracture-Based_Strategies_for_Carbonate_Reservoir_Development_Russian (accessed 12.05.2019).
7. Levyant V.B., Khromova I.Yu., Kozlov E.A., Karusov I.N., Kashcheev D.E., Kolesov V.V., Marmalevskii N.Ya. Methodological recommendations on the use of seismic data in HC reserves calculation in carbonate rocks having fractured-cavernous porosity [Metodicheskie rekomendatsii po ispol'zovaniyu dannykh seismorazvedki dlya podscheta zapasov uglevodorodov v usloviyakh karbonatnykh porod s poristost'yu treshchinno-kavernovogo tipa]. Moscow: TsGE; 2010. 250 p.
8. Raiss L. Introduction to development of fractured reservoirs [Osnovy razrabotki treshchinovatykh kollektorov]. Moscow–Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy; 2012. 118 p.