

УДК 553.982.23.05

Н.М. Кутукова¹, В.Л. Шустер²

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ НЕОДНОРОДНОГО СТРОЕНИЯ СЛОЖНО-ПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ И ЭРОЗИОННЫХ ВЫСТУПОВ ФУНДАМЕНТА

ПАО «НК «Роснефть», 117997, Москва, Софийская набережная, 26/1

ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук» (ИПНГ РАН), 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Rosneft, 117997, Moscow, Sofijskaya emb., 26/1

Federal State Budgetary Institution of Science Institute of Oil and Gas Problems of the RAS (IPGG RAS),

119333, Moscow, ul. Gubkina, d. 3

На примере сложнопостроенных залежей Юрубчено-Тохомского месторождения и залежей в породах фундамента на месторождениях Западной Сибири и Вьетнама показано применение современных методов изучения строения комбинированных ловушек, а также методы определения концептуальной геологической модели пород-коллекторов. Создание концептуальной геологической модели необходимо для успешной локализации залежей нефти и газа, выявления перспективных зон в сложнопостроенных нетрадиционных ловушках.

Ключевые слова: рифейские отложения, сложнопостроенные залежи, фундамент, трещиноватость.

The paper shows the application of modern methods for studying the structure of combined oil-traps. Methods for determining the conceptual geological model of reservoir rocks are described. The examples of the complex-constructed deposits of the Yurubcheno-Tokhomskoye oilfield (Eastern Siberia) and the deposits in the basement rocks in the fields of Western Siberia and Vietnam are considered in the paper. The creation of a conceptual geological model is also necessary for the successful localization of oil and gas deposits and the identification of promising zones in complex non-traditional traps.

Key words: Riphean deposits, complex traps, basement, fracturing.

Введение В последние годы все большее значение приобретают открытия месторождений нефти и газа в монолитных плотных карбонатных, магматических и метаморфических породах. В них сосредоточены значительные ресурсы и запасы углеводородов (УВ).

Известно, что резервуары, содержащие скопления нефти (газа) в карбонатных отложениях и в выступах фундамента, имеют сложное, неоднородное строение и по составу, и по типам экранирования, и по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) пород, и как следствие по продуктивности на разных участках залежи. Если в случае разломно-блокового строения залежи углеводородов, разные абсолютные значения водонефтяного контакта (ВНК) и другие геолого-промысловые характеристики можно объяснить тем, что блоки — самостоятельные ловушки, сформировавшиеся в различных геологических условиях, то в случае отсутствия выявленных экранов в залежи УВ существуют другие факторы, объясняющие различие в фильтрационно-емкостных свойствах и продуктивности различных зон залежи. Как правило, выделение таких зон не фиксируется стандартными геолого-геофизическими методами и технологиями, поэтому необходимо примене-

ние новых современных методов изучения таких сложно-построенных коллекторов. Предпринята попытка на примере сложно-построенных залежей Юрубчено-Тохомского месторождения и залежей в породах фундамента на месторождениях Западной Сибири и Вьетнама рассмотреть современные технологии, методы и приемы, позволяющие подойти к решению проблемы картирования зон улучшенных ФЕС, провести их обобщение.

Материалы и методы исследования. В основу исследований неоднородного строения сложно-построенных карбонатных резервуаров положены фактические материалы о залежах нефти Юрубчено-Тохомского месторождения: результаты детального изучения керна в объеме 7900 м, анализ материалов ГИС по 84 скважинам и результаты площадной сейсморазведки МОВ ОГТ 3Д в объеме 3040 км².

Керн исследовался с помощью оптических методов (микроскопии, растрово-электронной микроскопии) и рентгеновской томографии для определения типов эффективного пустотного пространства и морфологических параметров. Комплексно использованы результаты изучения керна, интерпретации данных ГИС и материалов сейсморазведки.

¹ ПАО «НК «Роснефть», Департамент разработки месторождений, гл. специалист: *e-mail:* n_kutukova@rosneft.ru

² Институт проблем нефти и газа РАН, гл. науч. с., докт геол.-минер н, *e-mail:* tshuster@mail.ru

Изучение рифейских карбонатных отложений Восточной Сибири (Юрубчено-Тохомского месторождения) проведено по разработанной автором научно-методической программе, представленной в таблице. Программа может быть реализована и на других месторождениях, представленных карбонатными отложениями.

При изучении неоднородного строения фундамента исследован фактический и опубликованный материал по нефтяным месторождениям фундамента Западной Сибири (Шаимский свод, Краснотенинский свод) и Вьетнама (месторождения Белый Тигр, Дайхунг).

Помимо детального изучения керна для построения концептуальных моделей привлекаются данные сейсморазведки МОГТ-3D, в том числе специальная обработка. Так, выявление неоднородности строения фундамента осуществлялось с применением современной технологии сейсморазведки МОГТ 3D, которая позволяет по результативному параметру — энергии рассеянных волн — прогнозировать в толще фундамента зоны и участки повышенной трещиноватости до этапа бурения скважин [Курнышева, 2005; Курьянов и др., 2008; Левянт и др., 2003; Цимбалюк и др., 2010]. Рассеянные волны представляют собой отклик от скоплений множества неоднородностей, какими являются трещины и каверны, заполненные газом или флюидом, на падающий фронт упругой волны. Главная особенность рассеянных волн — их низкая интенсивность относительно

других типов волн, регистрируемых при проведении сейсморазведки. Считается, что параметру рассеянных волн эквивалентны по смыслу термины «интенсивность трещиноватости» или «индекс трещиноватости».

Результаты исследований и их обсуждение.

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на Камовском своде Байкитской антеклизы в Восточной Сибири. Основные запасы нефти приурочены к отложениям рифейского возраста. Кровля рифейского пласта — эрозионная поверхность, формировавшаяся в результате предвендского размыва пород на протяжении миллионов лет [Вараксина, Хабаров, 2003; Вотинцев, 1992; Конторович, 1988]. Она разделяет между собой отложения архейско-протерозойского и вендско-кембрийского возраста и является границей углового несогласия. Существуют основания полагать, что морфология эрозионной поверхности несет в себе информацию о вторичных преобразованиях, повлиявших на фильтрационно-емкостные характеристики рифейских пород-коллекторов.

В ходе многолетних исследований и обобщений геолого-геофизического материала удалось впервые определить концептуальную модель рифейских пород-коллекторов. Основную емкость рифейского резервуара сформировали кавернозные интервалы разреза (субгоризонтальные щелевидные пустоты), а путями фильтрации флюида служат вертикальные или субвертикальные трещины. Установлено, что на долю трещинной

Научно-методическая программа изучения рифейских карбонатных отложений Восточной Сибири

Метод изучения	Материал	Результат	Вид результата
Методы изучения керна: А. Описание керна Б. Оптические методы исследования В. Томография, микротомография Г. Петрофизические исследования	Керн до распиловки/ после распиловки, шлифы, образцы	Литотипы	Результаты представлены в виде таблиц Excel, карты и файлы формата *.txt для загрузки в ПО «Petrel», карты распространения литотипов, фотографий
		Гистограммы распределения литотипов	Гистограммы и карты распределения описанных свойств и характеристик коллектора (строматолитовые постройки, распространения литотипов и др.). Концептуальное строение пласта, модель коллектора
		Типы пустотного пространства	
		Количественное описание типов пустотного пространства	
		Описание трещин с количественными характеристиками	
Таблица с ФЕС			
Методы изучения ГИС	Стандартный комплекс ГИС (ГК, НГК, ГГКп, АК, керн)	Файлы с расширением .las для загрузки в ПО «Petrel» с интерпретацией, таблица Excel	Параметры кавернозных интервалов, карта пористости, карта распространения зон кавернозности
	Расширенный комплекс ГИС (ЯМК, FMI, UVI)	Таблица с параметрами трещин	Карта плотности трещин, оценка раскрытости трещин, преобладающие направления трещин
		Наличие кавернозных интервалов	Подтверждение наличия кавернозных интервалов по данным ГИС (имиджеры)
Корреляция ГИС	ГИС (все методы)	Малоамплитудные разломы (30–60 м)	Модель разломов
Данные сейсморазведки МОГТ-3D	Куб амплитуд SEG-Y	Амплитудные разломы (с амплитудой 80-150 м)	(карта, трехмерная модель в ПО «Petrel», тектоническая модель)
Параметры работы скважин	ИК, ГДИС, промысловые данные	Коэффициент продуктивности	Карта продуктивности

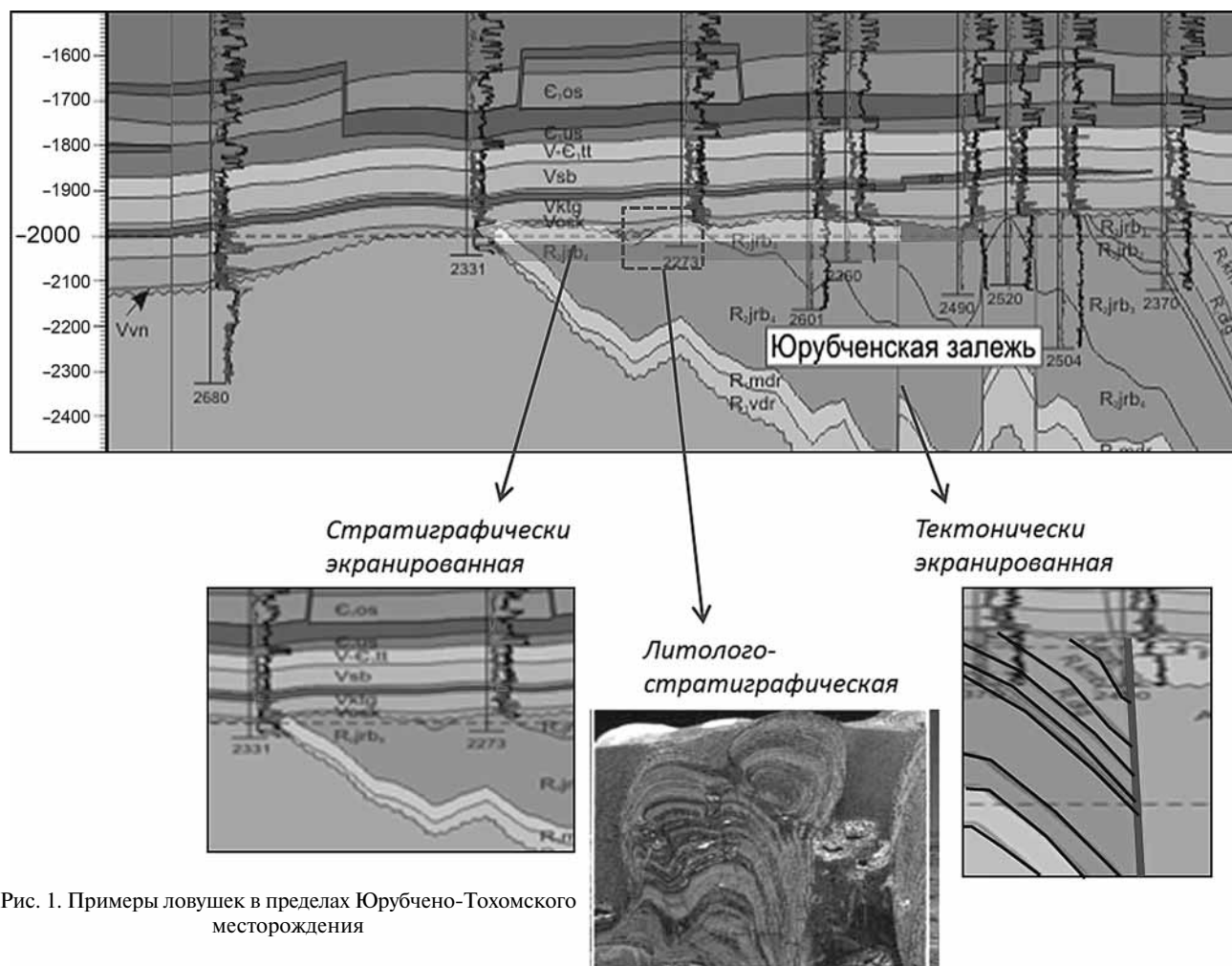


Рис. 1. Примеры ловушек в пределах Юрубчено-Тохомского месторождения

пустотности приходится не более 0,1% эффективной емкости. Плотность вертикальных трещин, зафиксированная в керне, составляет в среднем 1,15 трещины/метр, при этом длина трещины может достигать до 15 м. Толщина кавернозных интервалов, многократно повторяющихся в разрезе, в среднем составляет 10–20 см. Пустотность кавернозных интервалов может достигать 30%, при этом размер самих щелевидных пустот варьирует в диапазоне 1–100 мм. Окремнение таких зон достигает 80%.

Рифейский продуктивный пласт Юрубчено-Тохомского месторождения одна из частей комбинированной неантиклинальной ловушки: она сочетает в себе одновременно признаки тектонически экранированных и литологически ограниченных ловушек (биогенные и постседиментационные), фациального замещения и выклинивания, стратиграфически экранированных регионального (в виде предвендского перерыва в осадконакоплении) и локального экранирования (рис. 1). Во второй половине позднего рифея (ослянское время) осадочный бассейн резко сократился по площади. Рифейские толщи оказались смяты в складки с углами наклона до 10–15°, на отдельных участках до 70°, разбиты дизъюнктивными нарушениями

амплитудой до нескольких километров, что и дало начало формированию **тектонически-экранированных залежей**.

Во время предвендского длительного перерыва в осадконакоплении под влиянием приповерхностных вод были сформированы интервалы интенсивного выщелачивания и кавернозности. Благодаря предвендскому перерыву в осадконакоплении рифейские отложения можно отнести к **стратиграфически экранированной ловушке регионального (в виде предвендского перерыва в осадконакоплении) и локального экранирования**.

Решение задачи создания концептуальной модели коллектора рифейского продуктивного пласта и выделения зон с улучшенными ФЕС на Юрубчено-Тохомском месторождении связано с системным подходом к комплексированию геолого-геофизического материала — от литологических исследований до современных методов моделирования. Впервые литологические исследования были переведены в цифровой формат и использованы для решения задач промысловой геологии.

Сходные проблемы в определении зон или интервалов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами существуют при картировании неоднородного строения выявленных залежей

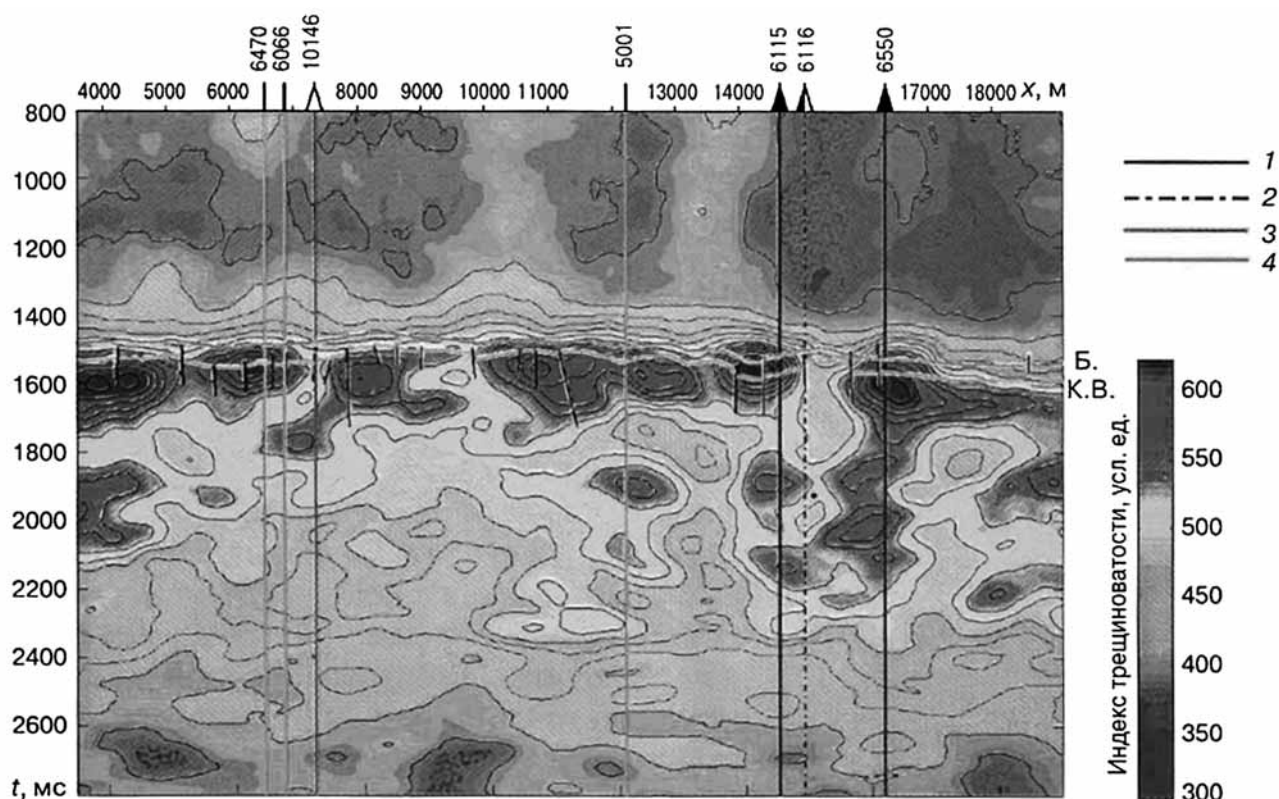


Рис. 2. Примеры вертикальных разрезов энергии рассеянных волн (поля трещиноватости) *A*: вертикальный разрез поля трещиноватости вдоль профиля с вынесенными скважинными результатами испытаний коры выветривания: 1 — приток нефти; 2 — пленка нефти; 3 — сухо; 4 — испытания не проводились, Северо-Даниловское месторождение, по [Курьянов и др., 2008]; *Б* — разрез энергии рассеянных волн, полученный методом волнового ОГТ, Усть-Балыкское месторождение, по [Кремлев и др.]

нефти в эрозионных выступах фундамента, представленных магматическими и метаморфическими породами.

Так, на нефтяном месторождении Белый Тигр (Вьетнам) нефтенасыщенные высокопродуктивные интервалы разреза в скважинах распространены, как правило, крайне неравномерно и без установленной закономерности. Пустотность магматического массива сформирована под воздействием ряда факторов: неравномерного остывания магмы, тектонических процессов, влияния гидротермальных глубинных растворов, процессов выветривания и др.

Основная часть притоков нефти в скважинах приурочена к 20–40-метровым разноглубинным интервалам разреза толщиной 2000 м, при опробовании 500–800-метровых объектов в открытом стволе, а значения дебитов нефти в скважинах изменяются по площади и разрезу от нескольких десятков тонн в сутки до 2000 т/сут. Кроме того, залежь нефти приурочена к трехкупольной структуре, разделенной на блоки разрывными нарушениями. В южном своде продуктивность не установлена, в центральном своде нефтенасыщен разрез залежи в интервале глубины от 3050 до 5000 м, в северном своде верхняя часть гранитоидного массива представлена непроницаемыми породами и только ниже поверхности фундамента на 500–600 м выявлены породы-коллекторы и

получены промышленные притоки нефти. Таким образом, если рассматривать дебит нефти в скважинах как обобщенный показатель фильтрационно-емкостных свойств пород, то фиксируется крайняя неоднородность строения залежи нефти в трещиноватых породах фундамента месторождения Белый Тигр, такая модель строения названа *неравномерно-ячеистой* [Шустер, 2003].

Аналогичная картина неравномерно-ячеистого строения наблюдается и в залежах нефти в образованиях фундамента в Западной Сибири, выявленных на границе фундамента и осадочного чехла.

На рис. 2 приведен характерный вертикальный разрез энергии рассеянных волн (поля трещиноватости), опубликованной в работе [Курьянов и др., 2008], где продемонстрирована значительная дифференцированность значений энергии рассеянных волн (трещиноватости) по латерали в доюрском фундаменте и удовлетворительное соответствие зон высокой интенсивности рассеянных волн результатам испытаний скважин. Так, на Северо-Даниловском месторождении (Шаимский свод) притоки нефти из образований фундамента получены в скважинах, вскрывших разрез фундамента с высокими значениями энергии рассеянных волн на значительной мощности.

Для прогноза и картирования подобного типа ловушек для залежей нефти и газа на границе осадочного чехла и образований фундамента ис-

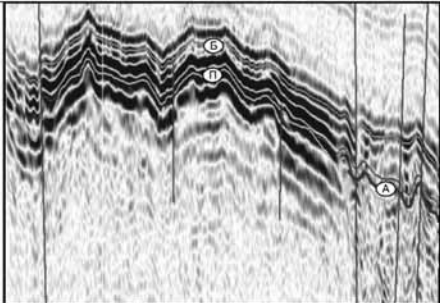
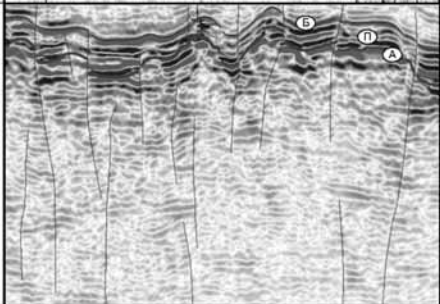
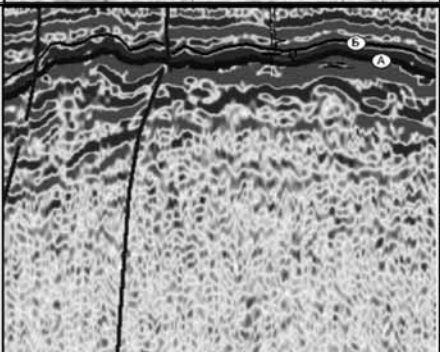
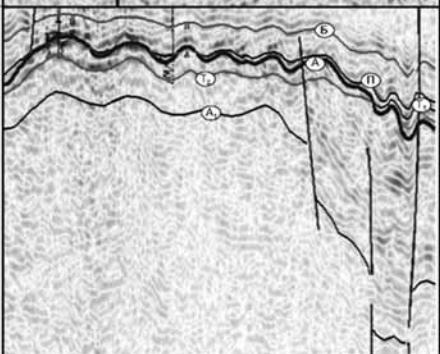
Тип волнового поля	Фрагмент временного разреза	Сейсмические параметры (конфигурация, взаимное расположение отражений, их непрерывность, амплитуда, частота)	Вещественный состав доюрских пород, степень их дислоцированности	Структурно-тектоническая приуроченность	Стратиграфическая привязка	Область распространения (месторождения)
I		Складчатый фундамент Сейсмифация хаотичных с разными углами наклона отражений или их отсутствия	Сильнодислоцированные метаморфические и изверженные породы (кварц-серицитовые, кварц-амфиболовые, хлорит-серицитовые сланцы, гранито-гнейсы)	Центральные части антиклинориев	Поздний протерозой-ранний палеозой РЭ-О (скв. 26, 93, В.С. Бочкарев) ордовик О (скв. 351, Б.С. Погорелов)	1, 3, 4, 6, 11, 12
II		Переменно-амплитудные, прерывистые и протяженные отражения, для которых характерно бессистемное прекращение прослеживаемости	Слабодислоцированные эффузивно-осадочные, терригенно-карбонатные породы (углисто-глинистые, карбонатные сланцы, эффузивы основного и среднего состава)	Крупные отрицательные структуры	Девон-ранний карбон D-C ₁ (скв. 10067 Поллаульская, 3.В. Лашнева)	2, 4, 5, 7, 9, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23
III		Субгоризонтальное расположение низкоамплитудных протяженных отражений	Кислые интрузии (гранитоиды, граниты биотит-мусковитовые; вмещающие породы - метаморфические сланцы (РЭ-О))	Центральные части антиклинориев	Поздний карбон С ₃ (скв. 29 Мортымья-Тетеревская, Б.С. Погорелов)	1, 3**, 6, 11, 12
IV		Сейсмифация неслоистых хаотично расположенных отражений, или их отсутствия	Кислые интрузии (гранит-порфиры; вмещающие породы; эффузивно-осадочные, D-C ₁)	Высокоамплитудные поднятия, приуроченные к межрифтовым выступам фундамента, разграничивающим раннемезозойские грабен-рифты	Не стратифицирован; возможно поздний карбон-ранняя пермь С ₃ -Р ₁ (3.В. Лашнева)	7*, 10*

Рис. 3. Наиболее типичные сейсмические характеристики резервуаров в фундаменте (их геологических моделей) для регионов Западной Сибири: 2* — залежи в юрской и доюрской частях разреза, 16** — нефтепроявления в доюрских породах, 12 — залежи в юрских пластах; 1** — Трехозерное, 2* — Мулымьинское, 3* — Мортымья-Тетеревское, 4* — Среднемулымьинское, 5* — Убинское, 6* — Толумское, 7* — Даниловское, 8* — Северо-Даниловское, 9* — Андреевское, 10* — Тальниковое, 11* — Потанайское, 12 — Семивидовское, 13 — Узбекское, 14 — Славинское, 15 — Лазаревское, 16** — Филипповское, 17** — Мансингяхское, 18 — Картопийское, 19 — Ловинское, 20 — Пайтыхское, 21 — Ялиинское, 22** — Сыморьяхское, 23 — Шушминское (окончание рис. на след. стр.)

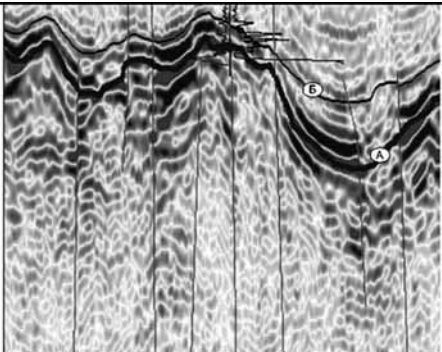
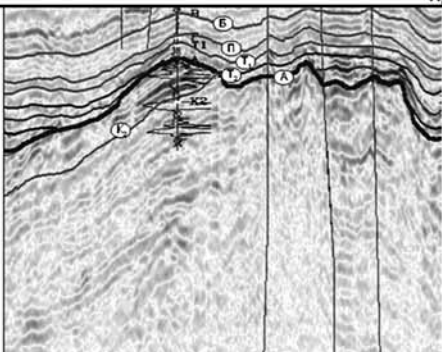
Тип волнового поля	Фрагмент временного разреза	Сейсмические параметры (конфигурация, взаимное расположение отражений, их непрерывность, амплитуда, частота)	Вещественный состав доюрских пород, степень их дислоцированности	Структурно-тектоническая приуроченность	Стратиграфическая привязка	Область распространения (месторождения)
Складчатый фундамент						
V		Столбообразная сейсмофаза коротких переменнo-амплитудных отражений	Ультраосновные (серпентиниты, пироксениты) и основные (габбро-диориты, габбро)	Зоны глубинных разломов	Девон-ранний карбон, D-C ₁ (скв.60 Чанчарская, Б.С. Погорелов)	13, 16, 18
Промежуточный структурный этаж						
VI		Наклонное и субгоризонтальное расположение параллельно-волнистых, переменнo-амплитудных отражений	Вулканогенно-терригенные с преобладанием базальтов	Раннемезозойские грабенообразные впадины	Нижний-средний триас (скв.10218 Сыморякская, Ю.П. Сорокин)	7, 8, 10, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24

Рис. 3. Окончание

пользуются стандартные методы сейсморазведки МОГТ 2D и 3D для создания «сейсмических образов» ловушек, т.е. получения сейсмических характеристик наиболее типичных резервуаров в фундаменте (их геологических моделей) для регионов Западной Сибири (рис. 3) [Шустер и др., 2011; Lisitsa, 2019]. На новой разведочной площади еще до этапа бурения можно на основе материалов сейсморазведки спрогнозировать строение объекта, выявить тип ловушки, определить положение и глубину проектной скважины.

Заключение. Для успешного поиска скопленных углеводородов в образованиях фундамента, помимо задач детального картирования поверхности фундамента, выявления и прослеживания разрывных нарушений и внутрифундаментных отражающих горизонтов с целью выявления ловушек различного типа, существует «ключевая» задача — выявление и оконтуривание зон развития в толще фундамента разуплотненных трещиноватых пород-

коллекторов. Решение задачи картирования неоднородного строения пород-коллекторов, причем не только в магматических и метаморфических, но и в карбонатных отложениях осуществлено в последние 10–15 лет российскими учеными и уже апробировано на ряде месторождений [Курьшева, 2005; Курьянова и др., 2008; Левянт и др., 2003; Цимбалюк и др., 2010]. Решение задачи связано с использованием новой технологии сейсморазведки рассеянных волн.

Практические аспекты интегрированного концептуального геологического, литолого-фациального, петрофизического моделирования, представленные в статье, универсальны, и их можно применить к сложным ловушкам комбинированного типа других месторождений со схожим геологическим строением.

Благодарности. Авторы выражают благодарности рецензентам статьи В.В. Волянской и С.А. Пунановой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Вараксина И.В., Хабаров Е.М. Обстановки седиментации и постседиментационные изменения рифейских карбонатных отложений Куямбинского месторождения // Геология нефти и газа. 2000. № 1. С. 28–36.

Вотищев А.Н. Трещиноватость коллекторов Юрубчено-Тохомской зоны газонефтегазонакопления (Сибирская платформа): Автореф дисс. ... канд. геол.-минер. н. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1992. 17 с.

Конторович А.А., Конторович А.Э., Кузнецов Л.Л. и др. Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления — важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазонакопительной провинции // Геология и геофизика. 1988. № 11. С. 45–50.

Курьшева Н.К. Программирование залежей нефти и газа в верхней части доюрского комплекса по сейс-

мическим данным в Шаимском нефтегазоносном районе и на прилегающих участках: Автореф. канд. дисс. Тюмень, 2005. 22с.

Курьянов Ю.А., Кузнецов В.И., Кашкаров В.З., Смирнов Ю.М. Опыт использования поля рассеянных сейсмических волн для прогноза трещиноватых зон // Технология сейсморазведки. 2008. № 1. С. 12–16.

Левянт В.Б., Тронов Ю.А., Шустер В.Л. Использование рассеянной компоненты сейсмического поля для дифференциации кристаллического фундамента на коллекторские и монолитные зоны // Геофизика. 2003. № 3. С. 17–26.

Цимбалюк Ю.А., Шнуров И.В., Матигоров А.А. Мультифокусинг-инновационная технология обработки данных сейсморазведки // Мат-лы XI Всеросс. науч.

конф. «Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского бассейна». 2010. С. 212–216.

Шустер В.Л. Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. М.: Обзор ООО «Геоинформцентр», 2003. 48 с.

Шустер В.Л., Пуланова С.А., Курьшева Н.К. Новый подход к оценке нефтегазоносности образований фундамента // Мат-лы междунар. конф. «Современное состояние наук о Земле», посвященной памяти В.Е. Хаина. М.: МГУ, 2011. С. 2116–2118.

Lisitsa V., Koyukhin D., Tcheverda V., Volyanskaya V. Numerical simulation of faults formation using the discrete element method, in SEG Technical Program Expanded. Abstr. 2019. P. 3319–3323. DOI: 10.1190/segam2019-3215975.1

Поступила в редакцию 00.00.2020

Поступила с доработки 00.00.2020

Принята к публикации 00.00.2020