

УДК 553.98+551.73

DOI 10.31087/0016-7894-2018-4-69-87

Особенности корреляции отложений коры выветривания и доюрского основания

© 2018 г. | И.С. Гутман¹, Г.П. Кузнецова¹, А.А. Обгольц¹, М.И. Саакян², А.В. Скоробогатько³, Г.В. Кузнецова⁴, С.Ф. Панов⁴, Т.К. Кажмулинов⁵

¹Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия; mail@ipne.ru; gp_kuznetsova@mail.ru; anna-obgolts@yandex.ru;

²Федеральное агентство по недропользованию — Роснедра, Москва, Россия; saakian@gkz-rf.ru;

³ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; Aleksandr.Skorobogatko@lukoil.com;

⁴«КогалымНИПИнефть», филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия; KuznetsovaGV@tmn.lukoil.com; PanovSF@tmn.lukoil.com;

⁵ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюмень, Россия; kagmulinovtk@mail.ru

Поступила 21.03.2018 г.

Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: осадочный чехол; кора выветривания; доюрское основание; фундамент; корреляция разрезов скважин.

В статье рассмотрены вопросы определения границ раздела осадочного чехла, отложений коры выветривания и пород доюрского основания. Предложены методические приемы корреляции разрезов коры выветривания. Комплексный анализ керна, геофизических исследований скважин и сейсмических исследований на примере разведочного фонда скважин Даниловского и Северо-Даниловского месторождений позволил сделать вывод о коррелируемости разрезов коры выветривания и определить границу доюрского основания, выделить четыре типа разрезов коры выветривания и локализовать их по площади. Результаты корреляции совместно с материалами опробования являются основанием для выявления нефтеперспективной части разреза коры выветривания. Методические приемы корреляции, предложенные для отложений коры выветривания и доюрского основания Даниловского и Северо-Даниловского месторождений, успешно применены на Северо-Семивидовском и Южно-Табаганском месторождениях.

Для цитирования: Гутман И.С., Кузнецова Г.П., Обгольц А.А., Саакян М.И., Скоробогатько А.В., Кузнецова Г.В., Панов С.Ф., Кажмулинов Т.К. Особенности корреляции отложений коры выветривания и доюрского основания // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 69–87. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-69-87.

Weathering crust and pre-Jurassic foundation: specifics of correlation

© 2018 | I.S. Gutman¹, G.P. Kuznetsova¹, A.A. Obgol'ts¹, M.I. Saakyan², A.V. Skorobogat'ko³, G.V. Kuznetsova⁴, S.F. Panov⁴, T.K. Kazhmulinov⁵

¹Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia; mail@ipne.ru; gp_kuznetsova@mail.ru; anna-obgolts@yandex.ru;

²Federal Agency for Subsoil Use, Moscow, Russia; saakian@gkz-rf.ru;

³LUKOIL-engineering, Moscow, Russia; Aleksandr.Skorobogatko@lukoil.com;

⁴KogalymNIPIneft, LUKOIL-engineering regional branch, Tyumen, Russia; KuznetsovaGV@tmn.lukoil.com; PanovSF@tmn.lukoil.com;

⁵Gazpromneft Science & Technology Centre, Tyumen, Russia; kagmulinovtk@mail.ru

Received 21.03.2018

Accepted for publication 18.04.2018

Key words: sedimentary cover; weathering crust; pre-Jurassic foundation; basement; well log correlation.

The paper discusses problems of interfaces identification between sedimentary cover, weathering crust and pre-Jurassic foundation rocks. Procedures for correlation of weathering crust column are proposed. Integrated analysis of core, well logging, and seismic data by the example of exploratory well stock in the Danilovsky and North Danilovsky fields made it possible to draw a conclusion on correlatability of weathering crust columns and to determine a pre-Jurassic foundation boundary, identify four types of weathering crust column, and localize them areally. Correlation results together with testing results make a basis for identification of oil-bearing interval of the weathering crust. Correlation procedures introduced for the deposits of weathering crust and pre-Jurassic foundation in the Danilovsky and North Danilovsky fields are successfully applied in the North Semividovsky and South Tabagansky fields.

For citation: Gutman I.S., Kuznetsova G.P., Obgol'ts A.A., Saakyan M.I., Skorobogat'ko A.V., Kuznetsova G.V., Panov S.F., Kazhmulinov T.K. Weathering crust and pre-Jurassic foundation: specifics of correlation. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(4):69–87. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4-69-87.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

С древними корами выветривания связано формирование залежей нефти и газа. В пределах Шаимского нефтегазоносного района, в частности, залежи нефти приурочены к отложениям коры выветривания и доюрского основания.

Большая работа по изучению кернового материала скважин, геологического строения и перспектив нефтегазоносности доюрских отложений исследуемого района выполнена В.С. Бочкаревым, Е.Г. Журавлевым, М.Ю. Зубковым, В.Г. Криночкиным, П.К. Куликовым, Т.А. Лапинской, З.В. Лашневой, Б.С. Погореловым, Ю.П. Сорокиным, В.С. Сурковым, П.Е. Сынгаевским, Б.В. Топычкановым, Ю.Н. Федоровым, Ю.Б. Файном, С.Ф. Хафизовым и другими исследователями. При изучении разрезов доюрских пород разные исследователи трактуют по-разному как их относительный вещественный состав, так и их возраст. Причем породы доюрского основания, а иногда и коры выветривания исследователи часто считают породами фундамента.

Согласно Е.Г. Журавлеву, Т.А. Лапинской и Ю.Б. Файну (1973), породы фундамента представлены фацией зеленых сланцев. По степени метаморфизма они подразделяются на три основных комплекса: 1 — кристаллические сланцы различного состава, 2 — филлиты и филлитовидные мелкозернистые кварц-хлорит-серицитовые, карбонат-хлоритовые сланцы; 3 — слабометаморфизованные осадочные породы, среди которых наиболее распространены глинистые сланцы, часто с углистым и алевритопесчаным материалом. Реже скважинами вскрываются слабометаморфизованные конгломераты, песчаники, алевролиты, туффиты, мраморизованные известняки.

К породам фундамента они относят также магматические интрузивные, эффузивные и пирокластические разности, изменяющиеся по составу от кислых до ультраосновных. Наиболее распространены среди них гранитоиды, диабазы и базальтовые порфириды.

Возраст кристаллических сланцев определяется как ордовикский. Биотит- и гранатсодержащие разности сланцев, возможно, имеют более древний докембрийский возраст. Филлиты и филлитовидные мелкозернистые сланцы датируются как силурийские, частично ордовикские, а слабометаморфизованный осадочный комплекс пород фундамента относится к позднему девону, нижнему и среднему карбону [1].

Таким образом, эти авторы считают, что породы фундамента сложены магматическими, метаморфическими и частично породами осадочного чехла.

Определение «кора выветривания» формулировалось многими учеными: Б.Б. Полюновым (1934), И.И. Гинсбургом (1957), В.П. Петровым (1967) и др. Согласно К.В. Шанцеру (1986), под корой выветри-

вания понимается «...часть поверхности покрова суши, сложенная топографически не смещенными продуктами гетерогенного изменения вещества материнских горных пород». В работах Н.П. Хераскова, В.Н. Разумовой (1963), Д.Д. Сапожникова (1968) для коры выветривания типична четко выраженная вертикальная зональность. Зоны характеризуются определенным набором происходящих в них процессов, минеральным новообразованием и, следовательно, физическими свойствами. Ю.П. Казанский считает целесообразным выделение двух типов кор: гидрослюдисто-каолинитового, возникающего главным образом при выветривании кислых изверженных, метаморфических и алюмосиликатных осадочных пород, и монтмориллонит-каолинит-охристого, образующегося по ультраосновным, основным, частично средним изверженным и метаморфическим породам, а также при разложении карбонатных пород [2].

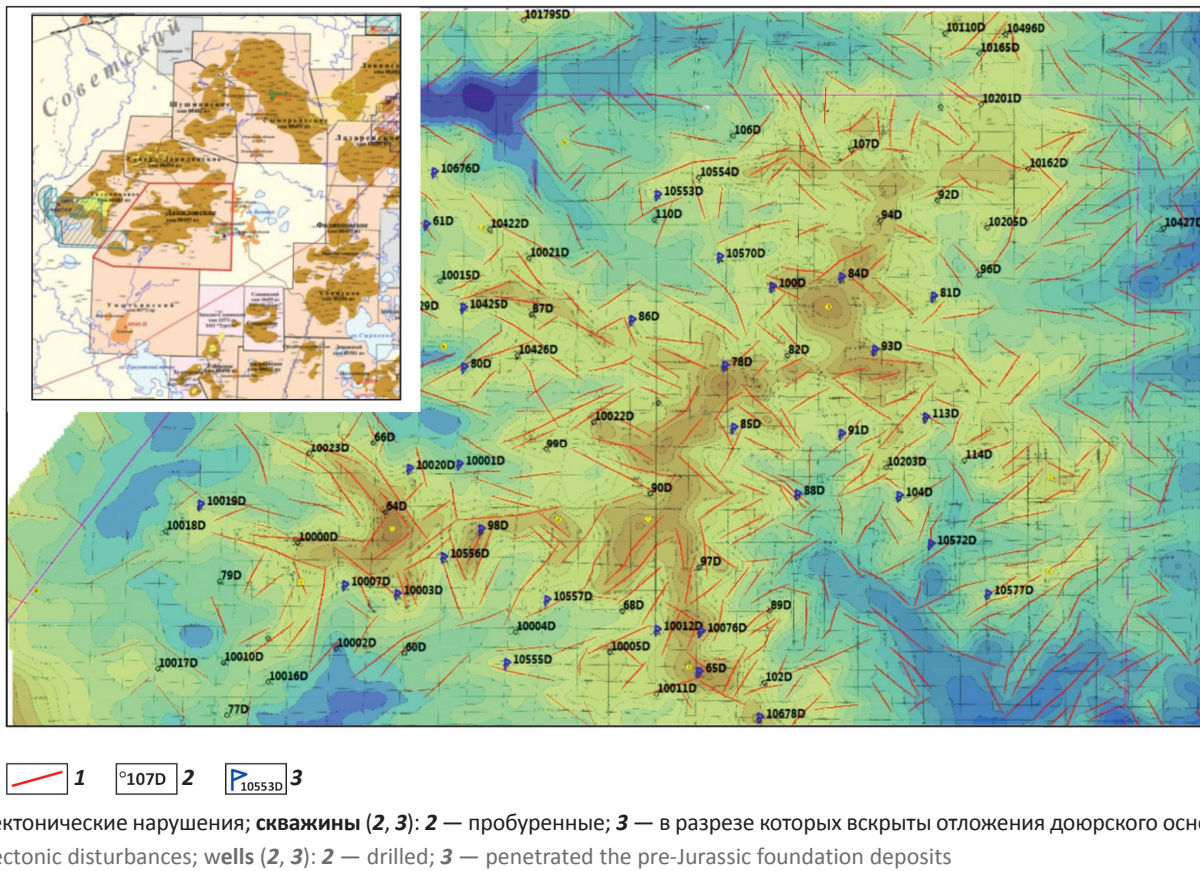
Е.Г. Журавлев, Т.А. Лапинская и Ю.Б. Файн [1] в разрезах коры выветривания, расположенных на склонах поднятий, снизу вверх выделяют три зоны: 1 — дезинтеграции; 2 — выщелачивания; 3 — гидролиза. Породы коры выветривания имеют различные текстурно-структурные признаки и минеральный состав. Зональность разрезов обусловлена стадийностью выветривания первичных минералов и перехода одних продуктов гипергенеза в другие. Минеральный состав каждой зоны отражает специфику свойственной ей физико-химической обстановки.

П.Е. Сынгаевский и С.Ф. Хафизов [2], проанализировав опыт изучения отложений коры выветривания, керновый материал и геофизические исследования, предлагают свою схему деления коры выветривания по фациальному признаку по вертикали на шесть зон (от А до Е) [2]. Вместе с тем они отмечают, что расчленение и корреляция внутри коры выветривания по ГИС очень затруднительны и неоднозначны.

Безусловно, пользуясь результатами исследования керна, в частности минерального состава пород, можно с некоторой долей уверенности относить породы к коре выветривания или доюрского основания. Однако керн представляет собой точечные замеры. Поэтому перед авторами статьи стояла задача, максимально используя накопленный опыт исследования керна и ГИС, выработать критерии для определения границ раздела между отложениями осадочного чехла, коры выветривания и доюрского основания, опираясь на геофизические исследования скважин, увязанные с керном, поскольку именно в этом случае учитывается максимальный объем информации по залежи.

Относительно хорошая изученность разрезов Даниловского и Северо-Даниловского месторождений на примере разведочных скважин и данных керна позволяет обосновать методические приемы корреляции отложений коры выветривания и кров-

Рис. 1. Структурный план по кровле фундамента Даниловского месторождения (отражающий горизонт А)
 Fig. 1. Structural geometry of the basement top in the Danilovsky field (Reflector A)



ли доюрского основания. От этого зависит качество выполняемой работы.

По данным глубокого бурения в пределах исследуемых месторождений на образованиях доюрского основания и коры выветривания со стратиграфическим и угловым несогласием залегают отложения мезо-кайнозойского осадочного чехла, которые представлены песчано-глинистыми породами юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста.

В отложениях тюменской свиты, в пласте Т, установлены промышленные залежи нефти. Эти континентальные отложения сложены толщей переслаивающихся песчаников, алевролитов, аргиллитов с подчиненными прослоями углей, сидеритов, гравелитов. Отложения тюменской свиты распространены ограниченно по площади и перекрыты верхнеюрскими морскими и прибрежно-морскими осадками.

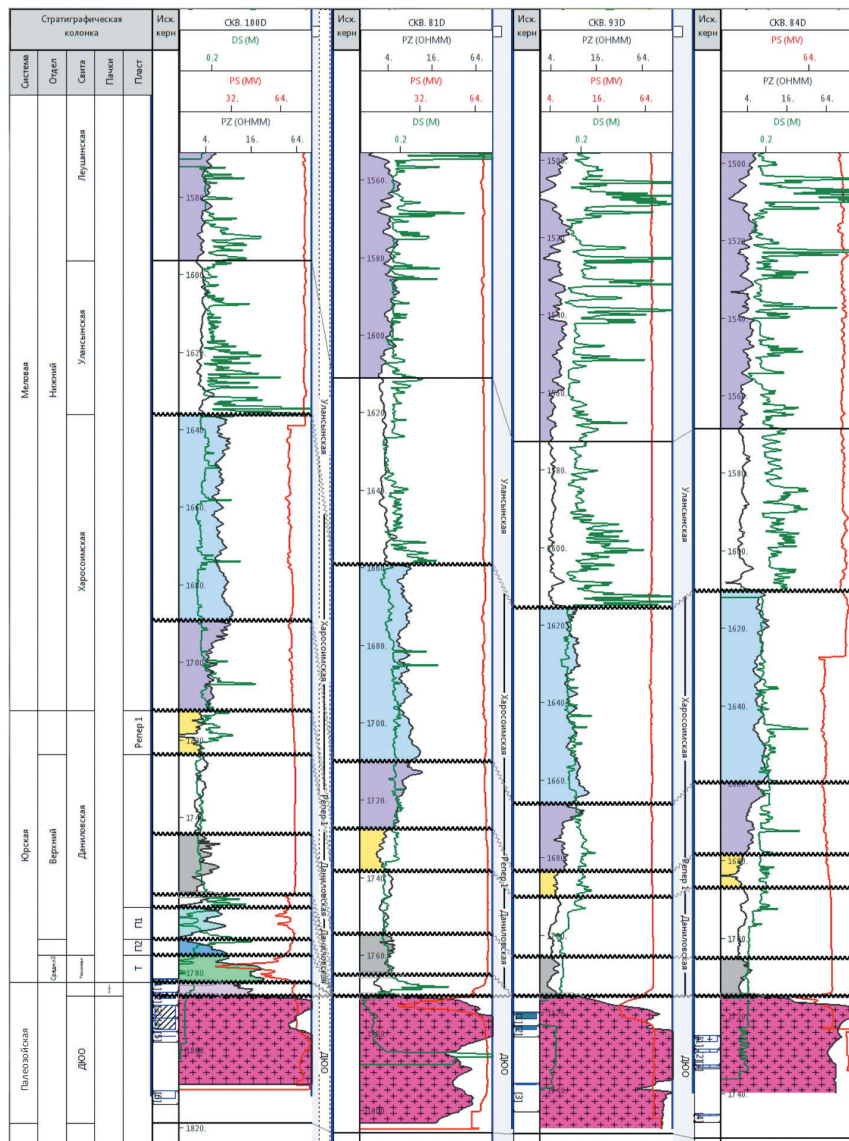
Даниловская свита трансгрессивно залегает на породах или тюменской свиты, или доюрского комплекса и состоит из глин аргиллитоподобных, темно-серых, черных, слабоизвестковистых, глауконитовых с карбонатными конкрециями. На крыльях и сводовых частях поднятий глинистые отложения нижнеданиловской подсвиты замещаются песчано-глинистыми породами вогулгинской

толщи, которые образуют основной продуктивный горизонт П. По составу продуктивные пласты неоднородны. В присводовых частях поднятий они представлены песчаными породами, а на погружениях — глинистыми.

Анализ структурного плана кровли доюрского основания — отражающего горизонта А — показывает, что тектонические процессы на территории месторождений были очень активными. Об этом свидетельствуют многочисленные разломы, выделенные по сейсмическим данным (рис. 1). Зоны повышенных и пониженных участков поверхности доюрского основания ограничиваются тектоническими нарушениями, что свидетельствует о блоковом строении как собственно доюрского основания, так и более поздних отложений. О том, что отложения осадочного чехла, залегающие выше доюрского основания и коры выветривания, подвержены тектоническим нарушениям, свидетельствует анализ результатов их корреляции. Амплитуды смещения соседних блоков отличаются друг от друга. Поэтому можно предполагать, что эти блоки имели различную скорость погружения и заполнения осадками, а иногда и разные породы заполнения. Позднее эти породы были перекрыты отложениями пластов тюменской, даниловской свит.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 2. Разрез скважин Даниловского месторождения
Fig. 2. Well logs, the Danilovsky field



Скважины Даниловские-100, 81, 93 и 84 пробурены в повышенных частях поверхности доюрского основания, отложения осадочного чехла залегают на породах доюрского основания

Wells Danilovsky-100, 81, 93 and 84 are drilled in the elevated parts of the pre-Jurassic foundation; deposits of sedimentary cover overlay the rocks of pre-Jurassic foundation

Согласно описанию керна, доюрское основание сложено магматическими эффузивными породами (базальтами (скв. Даниловская-93), диабазами, порфирами и порфиритами с включениями кварца, пирита (скв. Даниловская-84) и полевого шпата), выветрелыми, трещиноватыми. Трещины заполнены кальцитом. Анализ кривых сопротивления показывает, что эти отложения имеют значения выше 100 Ом · м и определенную зубчатую конфигурацию. Кривая ИК практически не дифференцирована — горизонтальная линия, являющаяся геофизическим критерием отнесения интервалов разреза к доюрскому основанию. Согласно Е.Г. Журавлеву и Т.А. Лапинской, это — породы фундамента, а согласно П.Е. Сын-

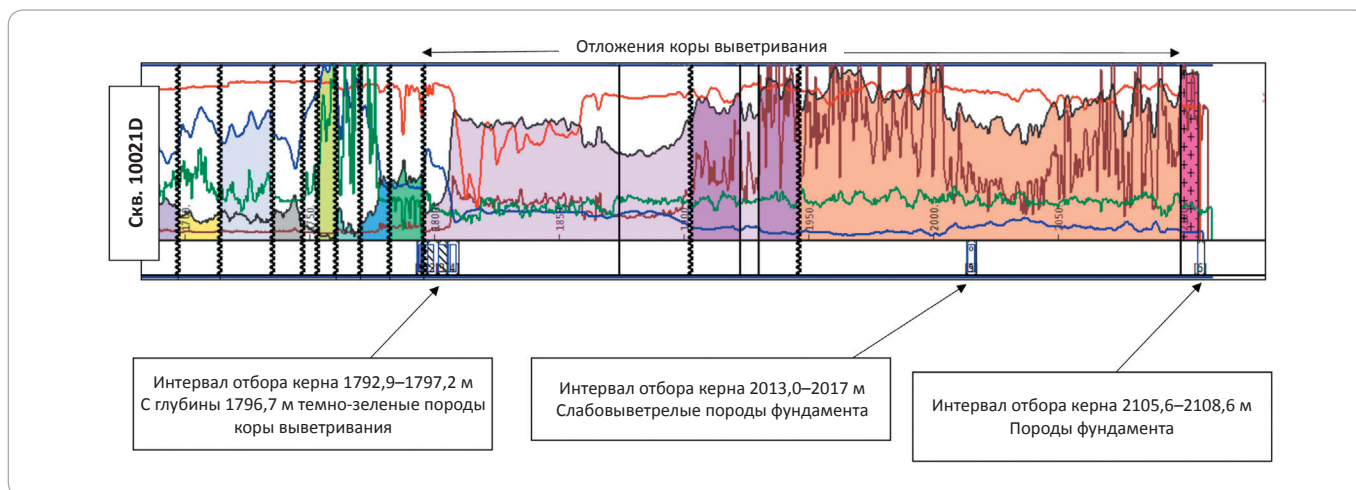
гаевскому и С.Ф. Хафизову — зона А (по фациальному признаку).

Авторы статьи считают, что к породам фундамента следует относить породы доюрского основания в соответствии с указанным геофизическим признаком и данными керна.

Следует отметить, что скважины, в разрезах которых отложения доюрского основания перекрыты образованиями верхней части даниловской свиты, приурочены к повышенным участкам структурного плана (рис. 2; см. рис. 1).

Кора выветривания имеет различный состав и часто сложена сильно измененными эффузивными

Рис. 3. Разрез опорной скв. 10021 Даниловского месторождения, наиболее полно вскрывшей отложения коры выветривания
 Fig. 3. Column of the key well 10021 (Danilovsky field) with the most complete column of weathering crust penetrated



породами, обломками магматических пород, гравелитами, плохо окатанными, трещиноватыми, иногда с присутствием или переслаиванием угольного материала, наличием органического материала. Так, в скв. 10012 Даниловского месторождения, согласно описанию керна, она представлена выветрелыми породами фундамента, в скв. 10425 — алевролитами, а в скв. 10557 — переслаиванием углей и алевролитов с растительным детритом. В процессе исследований к геофизическим кривым было добавлено изучение керна.

С глубины 2013 м в разрезе скв. 10021 Даниловского месторождения закартированы породы фундамента. Именно эта скважина была выбрана в качестве основы для корреляции разрезов скважин, поскольку она наиболее полно вскрыла отложения коры выветривания, был отобран и описан керн (рис. 3). Однако из описания керна видно, что для интервалов глубин 1797,2–2013 и 2017–2105,6 м (пачка 2, керн выветривания) информация по керну отсутствует.

В качестве основных методов корреляции и дифференциации разреза на пачки выбраны следующие кривые ГИС: метод потенциалов собственной поляризации, потенциал-зонд, индукционный каротаж. Кавернометрия, градиент-зонды и боковой каротаж использовались в качестве вспомогательных.

Из опыта корреляции терригенных отложений установлено, что индукционный каротаж в комплексе с геофизическими методами сопротивлений обладает расчленяющими характеристиками в глинистой части разреза. Именно эти методы в совокупности с данными керна позволяют отбить границы кровли коры выветривания и доюрского основания, тогда как метод ПС в этой части разреза практически не работает. П.Е. Сынгаевский и С.Ф. Хафизов рекомендуют при спорных моментах деления коры выветривания отдавать предпочтение методу естественной радиоактивности.

Авторы статьи в комплексе ГИС не рассматривали методы радиометрии.

Корреляция разрезов скважин выполнялась в автоматическом и интерактивном режимах с использованием отечественной программы AutoCorr с применением методических приемов согласно «Методическим рекомендациям к корреляции разрезов скважин» под редакцией профессора И.С. Гутмана [3]. Эта методика предложена и опробована авторами статьи на многих отечественных и зарубежных месторождениях и геологических разрезах и позволяет обеспечивать достоверный вариант корреляции, а также более уверенно судить об условиях, обусловивших те или иные особенности залегания и формирования осадочных отложений.

Анализ разреза опорной скв. Даниловская-10021 показал, что эти отложения **можно разделить на три пачки** (таблица; рис. 4), которые прослежены в разрезах остальных скважин Даниловского и Северо-Даниловского месторождений. Это свидетельствует о **коррелируемости разрезов скважин с корой выветривания**.

Комплексный анализ результатов корреляции разрезов, особенностей изменения структурного плана и литологии пород по данным керна показал, что изучаемый геологический разрез также можно дифференцировать по полноте вскрытия пачек коры выветривания на три типа (см. рис. 4).

I тип разреза — отложения коры выветривания залегают на породах доюрского основания и представлены подошвой пачки 1. Эти породы имеют низкие сопротивления и представлены переслаиванием углей и аргиллитов.

II тип разреза — отложения коры выветривания перекрывают отложения доюрского основания и представлены отложениями пачки 1 в полном объеме. Пачка сложена алевролитами и аргиллитами, часто с наличием органического вещества, в кровле могут

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

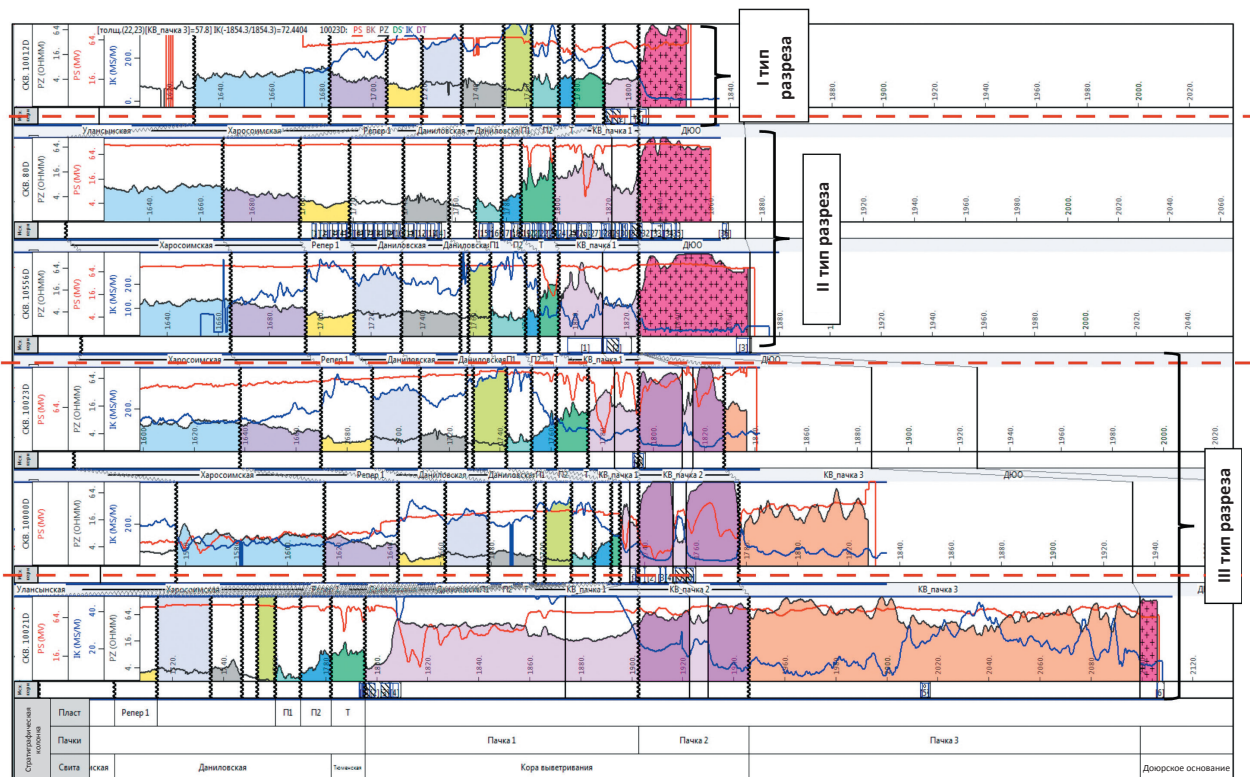
Таблица. Характеристика отложений коры выветривания и доюрского основания по керну и ГИС

Table. Characterization of weathering crust and pre-Jurassic foundation using core and well logging data

	Пачка	Литологическая характеристика отложений по керну	Геофизическая характеристика по кривым сопротивления и индукционного каротажа
КОРА ВЫВЕТРИВАНИЯ	1	Переслаивание алевролитов и аргиллитов, часто с наличием органического вещества, в кровле могут присутствовать песчаники-коллекторы. В подошве наблюдаются угольные отложения, переслаивание углей и аргиллитов	Подошва пачки характеризуется аномалией на кривой ИК и низкими сопротивлениями, как правило до 10 Ом · м
	2	Выветрелые сланцы, трещиноватые, иногда с выпотами нефти	Средний уровень сопротивления 30–75 Ом · м (реже до 180 Ом · м); кривая сопротивления в виде двух пик, кривая ИК имеет обратный вид. В средней части этой пачки отмечается пониженный уровень сопротивлений
	3	Трещиноватые брекчиевидные раздробленные породы	Сопротивление отложений этой пачки различно и меняется от 10 до 60 Ом · м. Конфигурация кривых сопротивления и индукционного каротажа имеет форму «зигзаг» — кривые сильно дифференцированы
ДОЮРСКОЕ ОСНОВАНИЕ		Плотные базальты, порфиры и порфириты	Аномально высокие сопротивления (100 Ом · м и выше). Кривая индукционного каротажа — практически горизонтальная линия

Рис. 4. Принципы выделения трех типов разреза в отложениях коры выветривания в скважинах 10021, 80, 10556, 10023, 10000, 10021 Даниловского месторождения

Fig. 4. Principles of identification of three column types in the weathering crust deposits in the wells 10021, 80, 10556, 10023, 10000, 10021 (Danilovsky field)



присутствовать песчаники-коллекторы. В подошве наблюдаются угольные отложения, переслаивание углей и аргиллитов.

В разрезах скважин, залегающих в пониженных частях, на структурном плане в отложениях коры выветривания обособленно выделяется три пачки коры выветривания: верхняя — пачка 1 (с I и II типами разреза), средняя — пачка 2 и нижняя — пачка 3.

Выделение **III типа разреза** коры выветривания связано с выделением пачки 2, которая залегаєт в центральной части отложений коры выветривания, сразу под низкоомной пачкой 1. Эта пачка хорошо отбивается двумя пиками сопротивлений и примерно той же, но обратной картиной на кривой ИК. Эти отложения представлены выветрелыми сланцами со следами нефти по тонким трещинам (скважины 10000, 10109 Даниловского месторождения). По ГИС они характеризуются как низкопроницаемые нефтенасыщенные породы. Отложения пачки 2 коры выветривания коррелируют между собой в скважинах Северо-Даниловского и Даниловского месторождений (см. рис. 4).

Отложения пачки 3 коры выветривания отличаются от отложений собственно доюрского основания уровнем сопротивления, а также конфигурацией кривых потенциал-зонда и ИК (форма «зигзаг»). Породы доюрского основания по кривой ИК имеют практически ровную линию, кривая сопротивления менее дифференцирована, чем пачка 3 коры выветривания.

Разрез скв. Даниловская-10021 является эталонным III типа разреза. Здесь в полном объеме представлены отложения пачек 1–3 коры выветривания и кровля отложений доюрского основания. В скважинах, где отложения трех пачек коры выветривания вскрыты бурением до различной глубины и не пробурены до доюрского основания, отнесение разрезов этих скважин к тому или иному типу весьма условно.

Схематично три типа разрезов отложений коры выветривания и доюрского основания, выделенные в скважинах Даниловского месторождения, выглядят следующим образом (рис. 5).

Таким образом, установлено, что геологические разрезы отложений коры выветривания коррелируют и их условно можно разделить на три пачки, которые сложены в различной степени разрушенными и метаморфизованными породами осадочного чехла. В отличие от них породы доюрского основания представлены базальтами, порфирами и порфиритами.

Группирование разрезов по их типам и локализация по площади на примере Даниловского и Северо-Даниловского месторождений показаны на рис. 6, где также представлен анализ распространения типов разреза.

Следует отметить, что в анализе учитывались только разведочные скважины, поэтому, с учетом полного фонда пробуренных на территории скважин,

локализация по типам примет более дифференцированный вид.

В структурном плане участки, где отсутствуют отложения коры выветривания, — это самое высокое положение кровли доюрского основания.

В разрезах I типа присутствует только подошва пачки 1. Наблюдается последовательное понижение структурного плана. Участки разрезов II и III типов в структурном плане — самые пониженные зоны месторождений относительно кровли доюрского основания. Остальные участки приурочены к скважинам, тип разреза которых уверенно определить не удалось из-за низкой информативности кривых ГИС или неполного вскрытия разреза бурением.

Территория месторождений подвергалась активным тектоническим инверсиям различной амплитуды, блоки заполнялись отложениями неравномерно. Проявление активной разноскоростной тектонической деятельности привело к разноскоростному процессу осадконакопления отложений осадочного чехла. Площадь изучаемых месторождений имеет блоковое строение. Заполнение осадками разных блоков происходило по-разному. Поэтому в соседних блоках могут присутствовать или, наоборот, отсутствовать различные пачки коры выветривания, так и отложений осадочного чехла.

В процессе исследования геофизические кривые увязывались с сейсмическими профилями: по реперу 1 (см. рис. 4), по пластам осадочного чехла П₁, П₂, Т₁ и Т₂. Результаты корреляции позволили определить границу между корой выветривания и доюрским основанием по сейсмофазам сейсмических профилей. Параллельность сейсмических фаз ниже поверхности А на сейсмических профилях, их конформность подтверждают ранее сделанное заключение, что породы коры выветривания могут коррелировать.

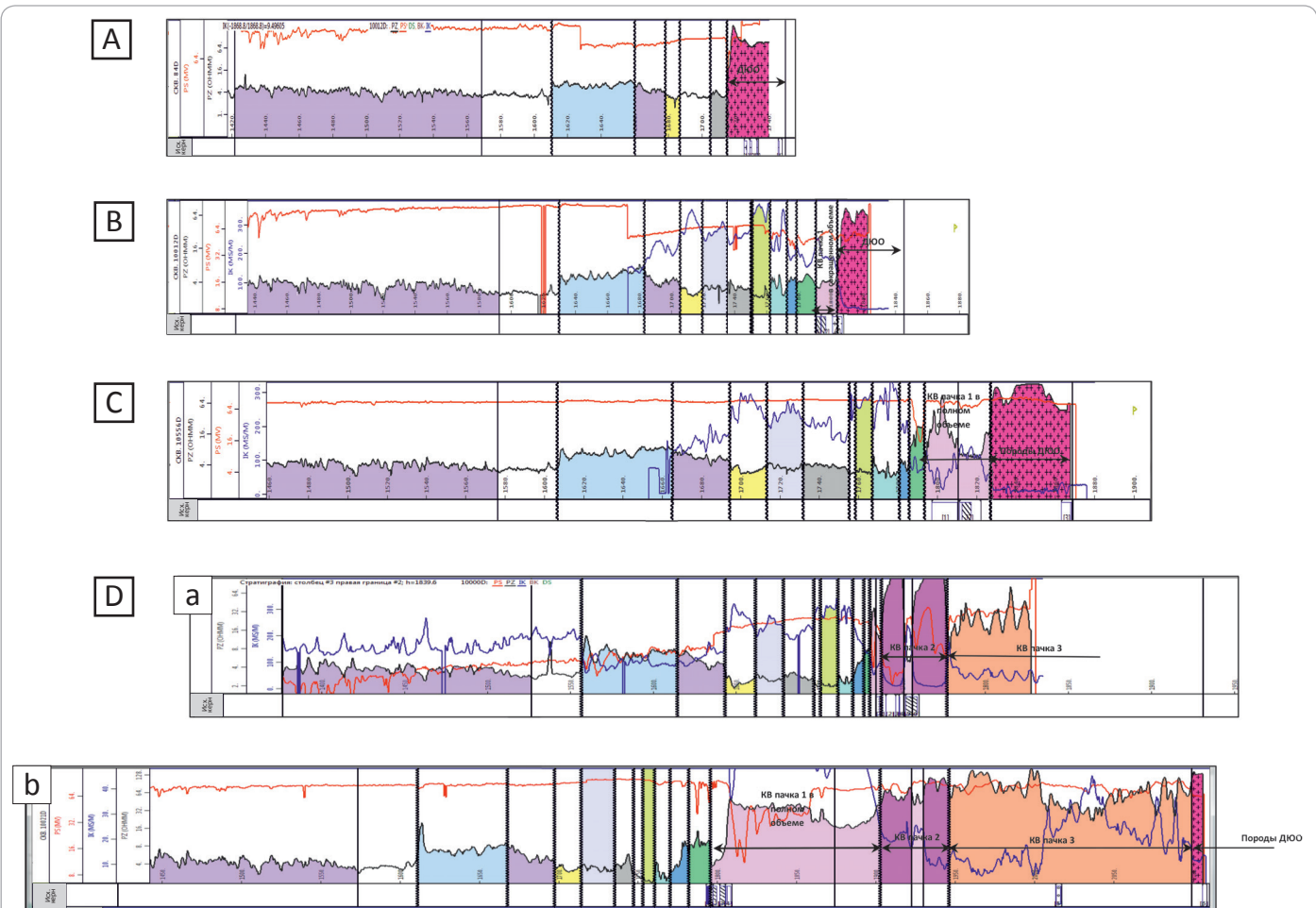
На территории изучаемых месторождений Шаимского нефтегазоносного района в разном объеме присутствуют породы коры выветривания. Согласно исследованиям керна и геофизическим характеристикам (см. таблицу), коллекторские свойства этих пород улучшаются снизу вверх, от подошвы пачки 3 к кровле пачки 1. Снизу вверх также увеличивается содержание ОВ, в керне присутствуют выпоты нефти, угольный материал. Притоки нефти получены из метаморфизованных пород низов осадочного чехла. В связи с этим перспективы нефтеносности можно ожидать:

1. В отложениях кровли пачки 1 коры выветривания, где присутствуют интервалы коллекторов-песчаников, нефтеносность которых подтверждена результатами опробования в ряде скважин.

2. В отложениях пачки 2, сложенных проницаемыми сланцевыми породами с большим содержанием органического вещества, выпотами нефти.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 5. Типы разрезов отложений коры выветривания
Fig. 5. Types of weathering crust column



А — кора выветривания отсутствует полностью, отложения даниловской свиты несогласно залегают на отложениях доюрского основания; В — I тип, отложения коры выветривания залегают на отложениях доюрского основания и представлены подошвенной частью пачки I, эти породы имеют низкие сопротивления и представлены переслаиванием углей и аргиллитов; С — II тип, отложения коры выветривания перекрывают отложения доюрского основания и представлены отложениями пачки I (в полном объеме); D — III тип, отложения коры выветривания залегают на отложениях доюрского основания и представлены отложениями пачек I (а — частично, отложения доюрского основания часто бурением не вскрыты; b — в полном объеме), II и III

A — weathering crust is completely absent; the Danilovsky Fm deposits rest unconformably on the pre-Jurassic foundation deposits; B — I-st type, weathering crust superpose the pre-Jurassic foundation and represented by the basal part of Member I; these rocks have low resistivity and are represented by coal and claystone interbedding; C — II-nd type, weathering crust superpose the pre-Jurassic foundation and are represented by Member I deposits (in full); D — III-rd type; weathering crust superpose the pre-Jurassic foundation and represented by the deposits of members I (a — in part; pre-Jurassic foundation is often not penetrated; b — in full), II, and III

3. В наиболее погруженных участках структурного плана, где можно предполагать наличие пачек 1 и 2 отложений коры выветривания.

Результаты корреляции разрезов скважин коры выветривания и доюрского основания позволят выявлять нефтеперспективные зоны, качественно дифференцировать разрезы эксплуатационных скважин, в которых ядерный материал чаще всего отсутствует.

Северо-Семивидовское нефтяное месторождение также расположено в Шаимском нефтегазос-

ном районе Приуральской нефтегазоносной области (рис. 7). В процессе поисково-разведочных работ, по состоянию на 01.01.2016 г., на Северо-Семивидовском лицензированном участке пробурено 4 поисково-разведочных и 43 эксплуатационных скважины.

В пределах разреза этого месторождения нефтеносность связана с пластом II вогулкинской толщи, породы которой на высоких поднятиях залегают на породах коры выветривания палеозойского фундамента или на отложениях тюменской свиты с небольшим стратиграфическим перерывом. Нефть со-

держится в коллекторах трещинно-порового типа. Дебиты нефти изменяются от десятков литров до нескольких десятков тонн в сутки.

Осадки толщи широко распространены, выклиниваются на сводах выступов, увеличивается их толщина на крыльях и периклиналях, иногда они замещаются глинистыми породами. Литологический и вещественный состав пород весьма неоднороден как по разрезу, так и по площади. Разрез представлен песчаниками, алевролитами, известняками, конгломератами. Нефтенасыщенными являются преимущественно мелкозернистые песчаники. Толщина вогулжинской толщи и пласта П изменяется в пределах 0–45 м. В региональном плане намечается закономерное уменьшение ширины зоны развития пород пласта П в сторону Ханты-Мансийской и Надымской впадин, вместе с этим ухудшаются коллекторские свойства осадков.

В соответствии с «Решением 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири» (Новосибирск, 2003, Санкт-Петербург, 2006) рассматриваемая территория приурочена к Казым-Кондинскому структурно-фациальному району, где в подошве нижнемулымьинской подсвиты фрагментарно выделены осадки континентального генезиса трехозерной толщи, развитой в восточной части района, выклинивающиеся к западу; в пределах вновь выделенного Ямало-Тюменского района присутствуют осадки прибрежно-морского происхождения тутлеймской свиты — аналога мулымьинской свиты (см. рис. 7). С осадками трехозерной толщи исследователи условно связывают пласт P_0 , который по геофизическим кривым сливается с пластом П опесчанной вогулжинской толщи, выделенной в объеме верхнеюрских осадков.

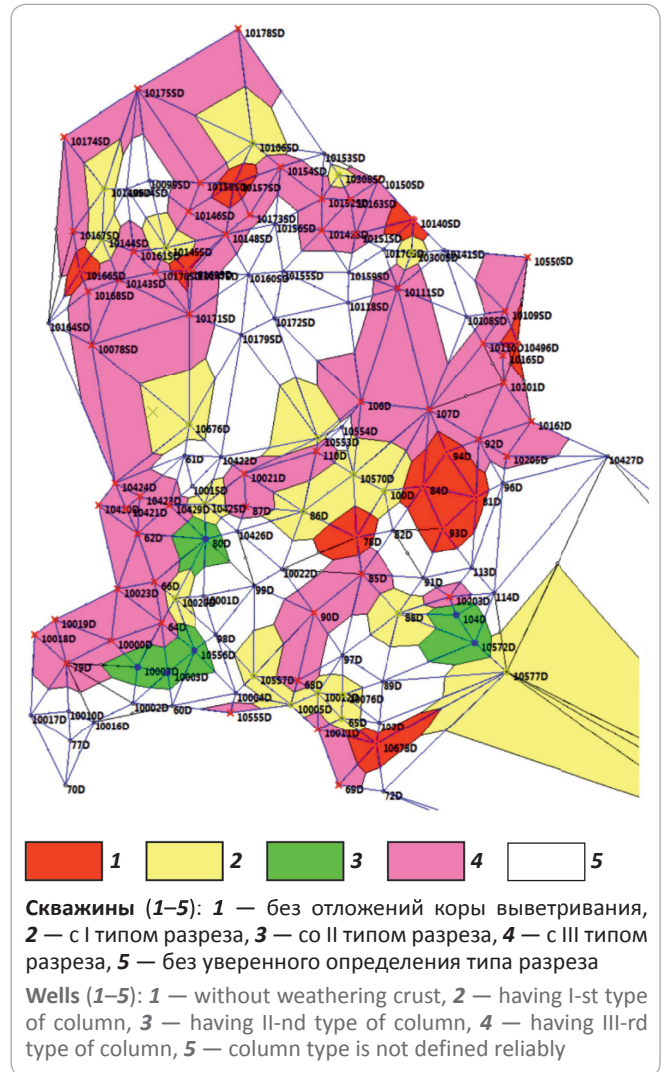
Продуктивный пласт П представлен морскими и прибрежно-морскими отложениями пляжей и прибрежного мелководья. В строении пласта принимают участие песчаники, гравелиты, алевролиты и аргиллиты. Коллекторами являются мелкозернистые песчаники, реже — алевролиты и гравелиты. Пласт отличается зональной и слоистой неоднородностью.

Сложный генезис продуктивных отложений месторождения обусловил формирование ловушки пластового типа с элементами стратиграфического и литологического экранирования. Наиболее полный разрез верхнеюрских терригенных осадков в пределах Северо-Семивидовского месторождения вскрыт скв. 11012P (рис. 8).

В качестве опорного репера в разрезе скважин, расположенных в пределах лицензионного участка и соседней зоны, использовались мулымьинские отложения, которые легко распознаются по anomalously высоким значениям естественной радиоактивности по ГК и пониженным значениям НГК.

Рис. 6. Группирование разрезов по типам для скважин Даниловского и Северо-Даниловского месторождений

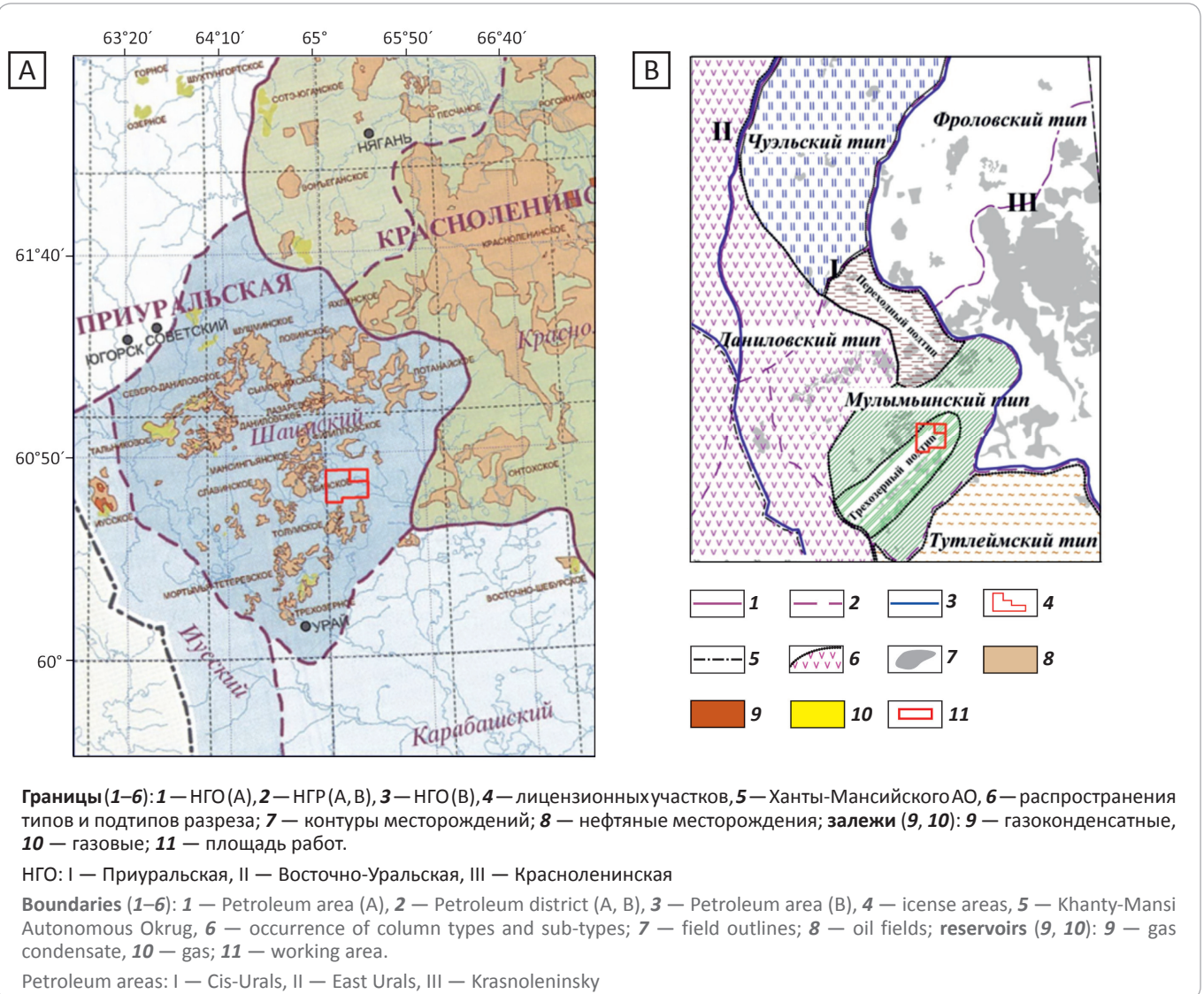
Fig. 6. Columns clustering for the wells of the Danilovsky and North Danilovsky fields



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 7. Фрагмент карты нефтегеологического районирования территории Ханты-Мансийского АО (НАЦ РН ХМАО, 2001, под редакцией А.В. Шпильмана, Г.П. Мясниковой) (А) и схема районирования верхнеюрско-нижнемеловых отложений запада Западной Сибири по типам разрезов (А.Г. Мухер) (В)

Fig. 7. Fragment of petroleum and geological zoning map, Khanty-Mansi Autonomous Okrug (Shpilman Center, 2001; edited by A.V. Shpilman, G.P. Myasnikova) (A) and scheme of the Upper Jurassic - Lower Cretaceous deposits zonation in the western West Siberia in accordance with column types (A.G. Mukher) (B)



признаки идентификации пластов, выделенных на Северо-Семивидовском и Западно-Семивидовском месторождениях.

По данным ГИС пласт П (см. рис. 8) характеризуется отрицательной аномалией ПС, сужением диаметра скважины по каверномеру, повышением кажущихся сопротивлений, положительным приращением и значительной дифференциацией на микрозондах, минимальными значениями по радиоактивному каротажу ГК. В связи с выклиниванием пласта П к сводам эрозионных выступов фундамента толщины пласта уменьшаются и меняются их геофизические характеристики.

Кровля отложений доюрского основания по каротажу определяется не всегда однозначно. Основны-

ми признаками появления этих отложений являются относительно плавный (либо, наоборот, угловатый) вид кривых ПС и повышенные (либо, наоборот, резко пониженные по отношению к терригенной части разреза) показания ГК, примерно одного уровня по всему разрезу коры. Также на кривых КС эти породы характеризуются высокими сопротивлениями, что объясняется наличием плотных прослоев. В некоторых скважинах разуплотненные и преобразованные породы доюрского основания могут иметь невысокие сопротивления, типичные для терригенной части разреза, в этом случае граница определялась по комплексному анализу методов ГИС и описанию керна.

Состав пород доюрского основания также различается по литологическим особенностям перекрывающих его осадков.

В центральной и юго-восточной частях месторождения породы доюрского основания представлены преимущественно трещиноватыми, метаморфическими, реже изверженными породами кварц-серицитового (скважины 3Р, 4Р, 6Р, 8Р, 9Р, 1183Р, 1185Р, 1245Р Западно-Семивидовского месторождения), хлор-кальциевого (скважины 11014П, 11011П Западно-Семивидовского месторождения), кварц-сланцистого (скв. 11006П Северо-Семивидовского месторождения) составов. Западно-Семивидовский выступ, осложняющий северо-западную часть месторождения, слагает преимущественно дислоцированный эффузивно-осадочный комплекс пород, в составе которого выделяются глинисто-кремнистые (скважины 7Р и 11013П), алевроглинистые, песчаноглинистые сланцы, туфоалевролиты.

В результате детальной корреляции разреза Северо-Семивидовского месторождения выделены пласт П и образования коры выветривания. Площадное распространение продуктивных отложений месторождения и смежных площадей осложнено зонами замещения коллекторов или выклинивания пласта, подтвержденные материалами сейсморазведочных исследований и результатами бурения.

Породы коры выветривания характеризуются положительными аномалиями ПС различной амплитуды (кривая отклоняется от линии глин и не выходит за нее ниже по разрезу). Кривая ПС более плавная по сравнению с терригенной частью разреза. В некоторых скважинах потенциалы ПС в коре выветривания аналогичны таковым в глинистых породах.

На диаграммах КС породы коры выветривания характеризуются высокими сопротивлениями — от 30 до 300 Ом · м, что связано с присутствием плотных пород; на диаграммах радиоактивного каротажа (ГК, НГК) кора выветривания в основном имеет повышенные и высокие (либо, наоборот, пониженные) показания относительно терригенного разреза. Часто кривые ведут себя синхронно, повторяя друг друга.

Согласно описанию керна и характеристикам по ГИС, конгломераты, гравий, песчано-гравийную смесь (см. рис. 8) можно идентифицировать с пачкой 1 (см. таблицу) Даниловского месторождения, а кварц-серицитовые сланцы — с пачкой 2.

Результаты корреляции разрезов Северо-Семивидовского месторождения по линии скважин 3926 3913 – 3917Е – 3914 – 11012Р – 2915Е – 3916 – 3912 представлены на рис. 8. Толщина пласта П, а также пачек 1 и 2 непостоянна и изменяется в широких пределах. Минимальные толщины приурочены к повышенным частям структурного плана — отложения накапливаются в пониженных частях рельефа (аналогично разрезам Даниловского и Северо-Даниловского месторождений). Амплитуды перепада толщин составляют 10–30 м, что сопоставимо с детальностью сейсмических исследований.

Тектонические нарушения типа «сброс» установлены авторами статьи между скважинами 3926 и 3913; 3917Е и 3914; 3914 и 11012Р; 11012Р и 2915Е; 2915Е и 3916; 3916 и 3912 (см. рис. 8).

Структурный план Северо- и Западно-Семивидовского поднятий по отражающему горизонту А представляет совокупность сложнопостроенных положительных и отрицательных структур разного ранга, контролируемых системой дизъюнктивных дислокаций (рис. 9). Как видно из временного сейсмического разреза по линии L560, эти разломы определяются по смене осей синфазности и выделены авторами статьи как на сейсмических профилях (рис. 10), так и по результатам корреляции разрезов скважин (см. рис. 8).

По сейсмическим данным в доюрском основании первоначально выделено только два главных направления нарушений: северо-восточное (около 50°), приуроченное к осевой линии Семивидовского поднятия, и северо-западное (рис. 11). По кинематическому типу тектонические нарушения отнесены к сбросодвигам. Разломы, выделенные по результатам корреляции в районе скважин 11010R, 11012R и 11006П (субмеридионального направления с северо-запада на юго-восток), разделили залежь пласта П Северо-Семивидовского месторождения на 4 блока (см. рис. 11).

Более того, эти изменения контролируются зонами распространения останков доюрского основания, которые вместе с разломами делят залежь на 4 блока (см. рис. 11). Если центральный блок отделяется от западной залежи останцом, то резкое блоковое изменение толщин, в соответствии с детальной корреляцией разрезов скважин, позволяет провести разлом между скважинами 3914 и 11012Р. По существу он является продолжением еще одного останца между скважинами 3914 и 3917. Другое разрывное нарушение следует провести между скважинами 3912 и 3916 как продолжение выделяемого несколько южнее этих скважин следующего останца. Вместе с этим нарушением они отделяют северо-восточный блок залежи.

Учитывая важность прослеживания пласта П в процессе детальной корреляции разрезов скважин, необходимо выявить коррелируемость разреза доюрского основания и проследить элементы блокового строения не только пласта П, но и нижележащих пород доюрского основания. Это вызвано тем, что на Даниловском месторождении, где породы доюрского основания и кора выветривания также коррелируют, активно разрабатывается кора выветривания. Палеозойский возраст этих пород и их коррелируемость на Северо-Семивидовском месторождении не исключают возможности обнаружения здесь залежей нефти.

Таким образом, на основе детальной корреляции разрезов скважин исследуемую залежь месторождения следует разделить на две самостоятельные

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 8. Карта прогнозных толщин пласта II (по материалам 3D СП 2/10-11, 2016)
 Fig. 8. Map of the Layer II predicted thickness (according to 3D SP 2/10-11, 2016)

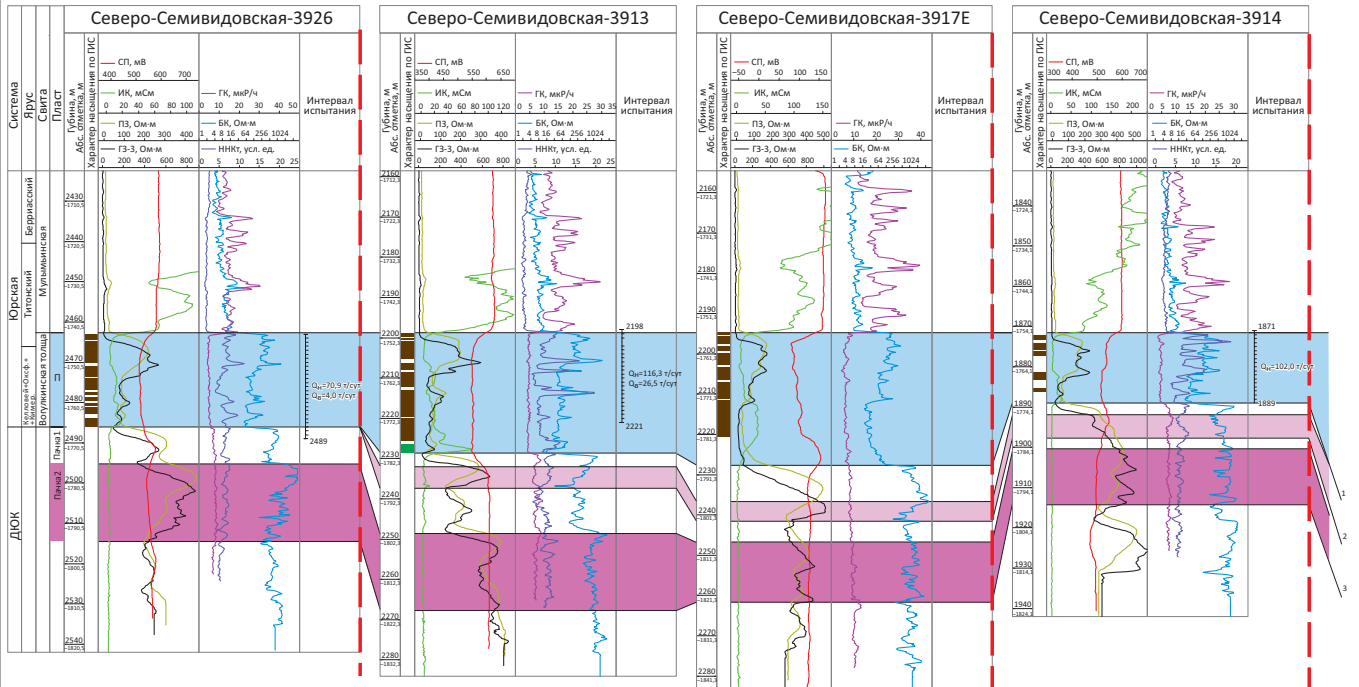
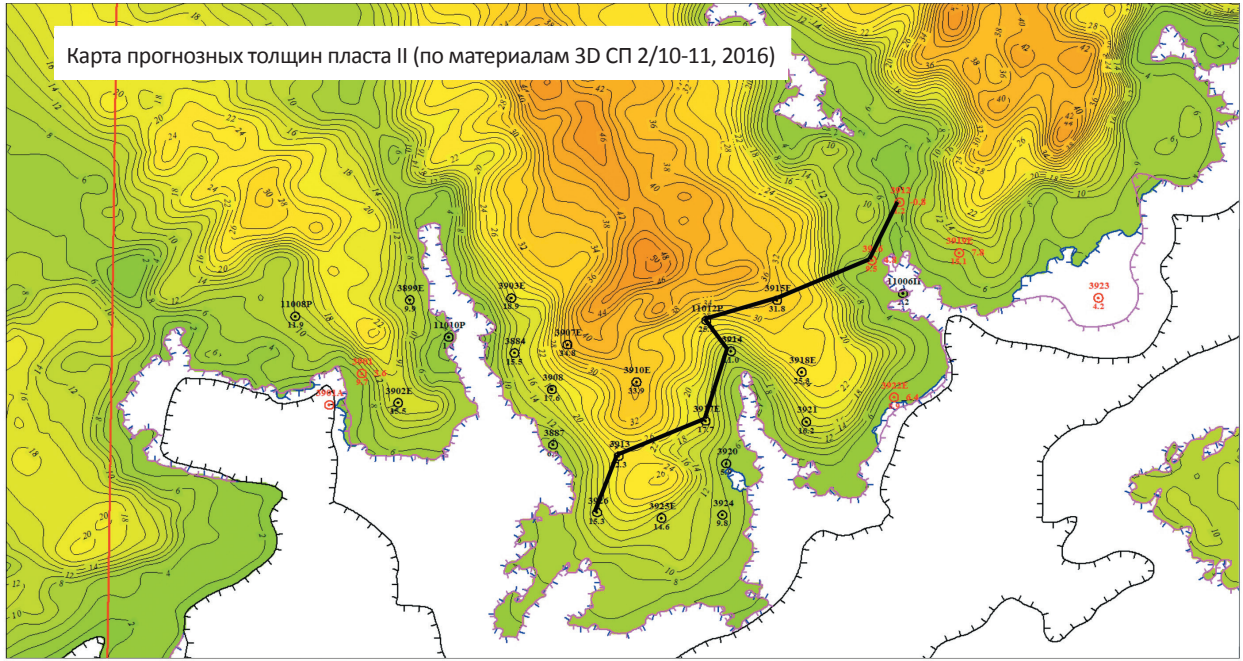
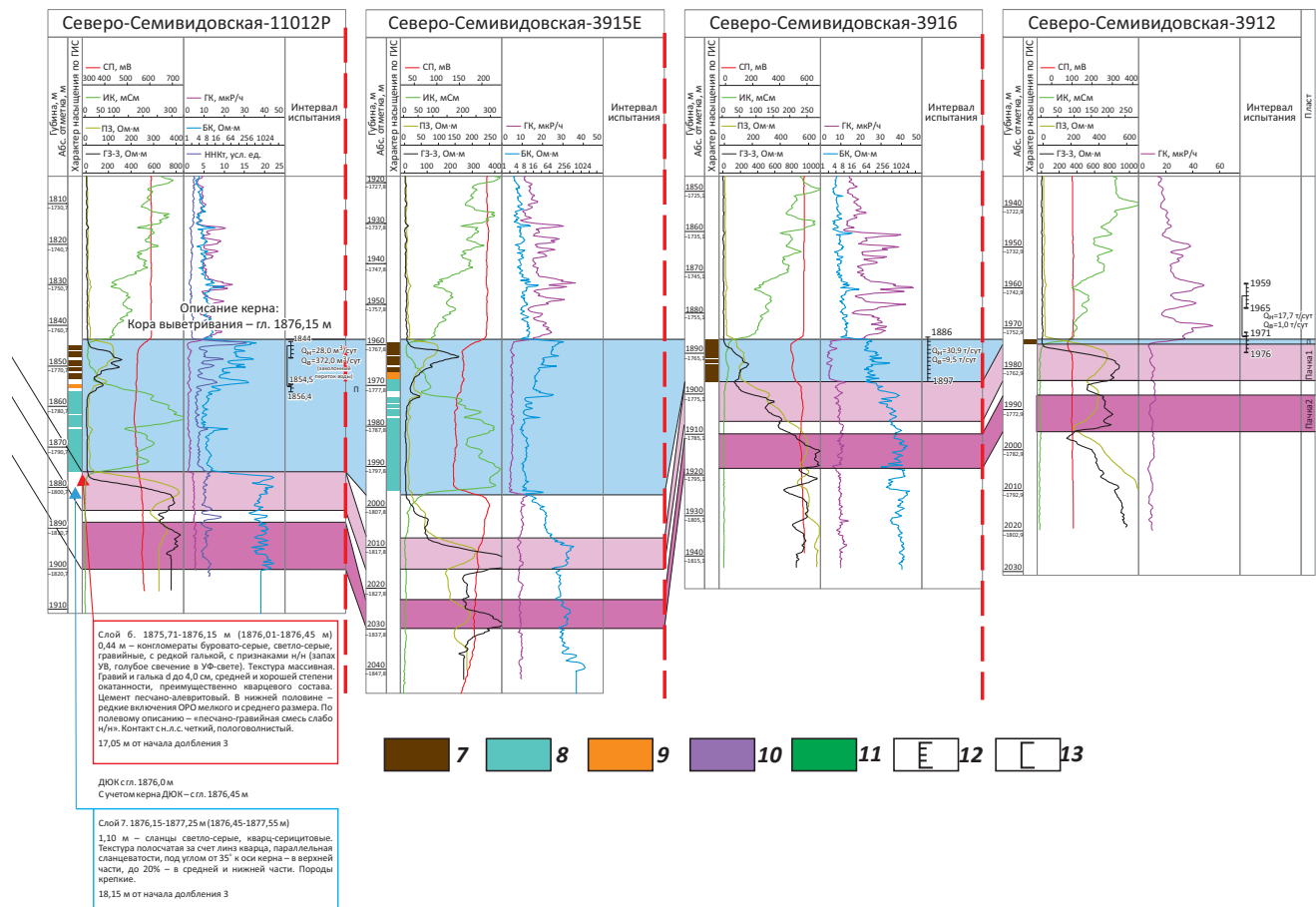


Рис. 8, окончание
Fig. 8, end.



Скважины при построении карты прогнозных эффективных толщин (1, 2): 1 – не участвующие (невязка прогнозных и фактических значений эффективных толщин $H_{эф}$, эффективная толщина), **2** – учтенная (эффективная толщина, $H_{эф}$); **3** – изопахиты эффективных толщин, м; **линии (4–6): 4** – предполагаемая замещения коллекторов пласта П, **5** – учтенная замещения коллекторов пласта П, **6** – предполагаемая выклинивания пласта П; **7** – нефть; **8** – вода; **9** – нефть + вода; **10** – вода + нефть; **11** – неясно; **интервалы (12, 13): 12** – перфорации при испытаниях, **13** – при испытаниях КИИ

Wells used in building a predicted net thickness map (1, 2): 1 – not used (misfit of the predicted and actual net thickness values H_{net} , net thickness), **2** – considered (net thickness, H_{net}); **3** – net thickness isopachs, m; **lines (4–6): 4** – supposed reservoir П limits, **5** – considered reservoir П limits, **6** – supposed pinch-out of reservoir П; **7** – oil; **8** – water; **9** – oil + water; **10** – water + oil; **11** – unclear; **intervals (12, 13): 12** – perforation when testing, **13** – testing with formation tester set

залежи, причем основная залежь состоит из трех блоков, разделенных, по всей видимости, пронизаемыми разломами. Схема обоснования водонефтяного контакта этому не противоречит и свидетельствует о блоковом характере условий залегания пласта П Северо-Семивидовского месторождения.

Южно-Табанганское месторождение в административном отношении расположено на территории Парабельского района Томской области, на границе Межовского и Пудинского нефтегазоносных районов (рис. 12). В тектоническом плане оно приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему юго-восточную часть Табанганской мегаседловины. Породы фундамента, коры выветривания и нижнеюрские отложения нарушены многочисленными

малоамплитудными разрывными нарушениями с субвертикальными поверхностями сместителей. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях складчатого фундамента, датированного нижним девонем. Залежи нефти тяготеют к пластам M_1^1, M_2^1 и M_3^1 .

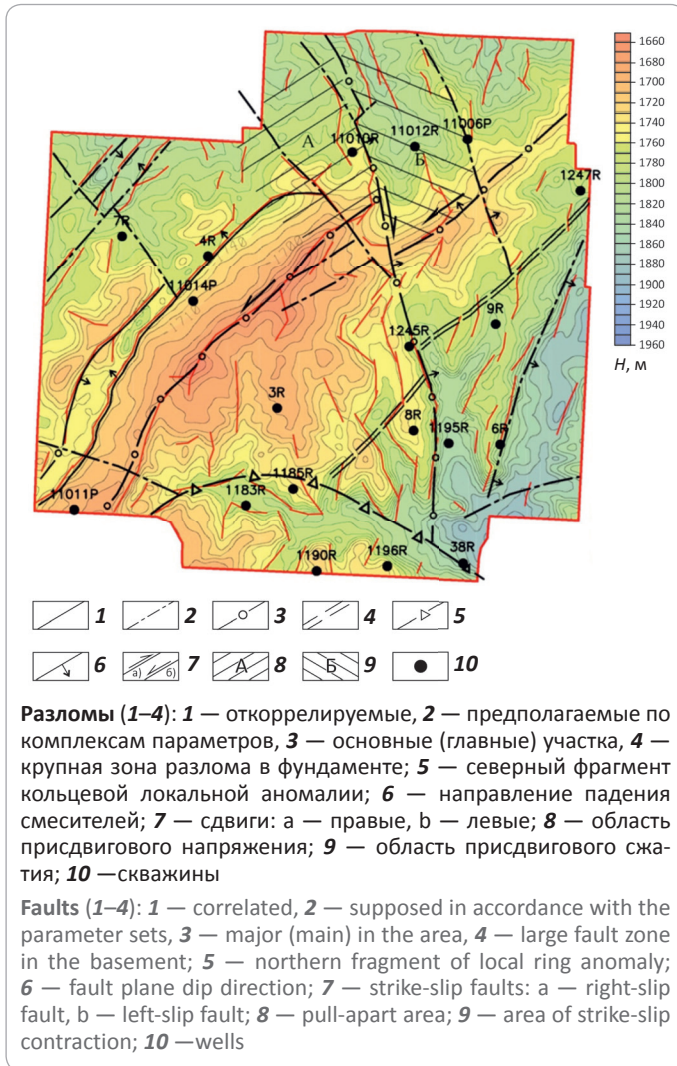
На участке открыто четыре месторождения УВ-сырья: Южно-Табанганское, Смоляное, Солонское нефтяные и Кулгинское нефтегазоконденсатное.

По состоянию на 01.01.2016 г. в Государственном балансе числятся запасы нефти и растворенного газа трех пластов Южно-Табанганского месторождения – M_1^1, M_2^1, M_3^1 . В 2000 г. единый пласт M_1 разделен на три подсчетных объекта в предыдущем оперативном

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 9. Тектоническая модель, построенная по результатам комплексной интерпретации сейсмических данных (основа — структурная карта по отражающему горизонту А)

Fig. 9. Tectonic model created on the results of seismic data integrated interpretation (background is a depth map over the Reflector A)



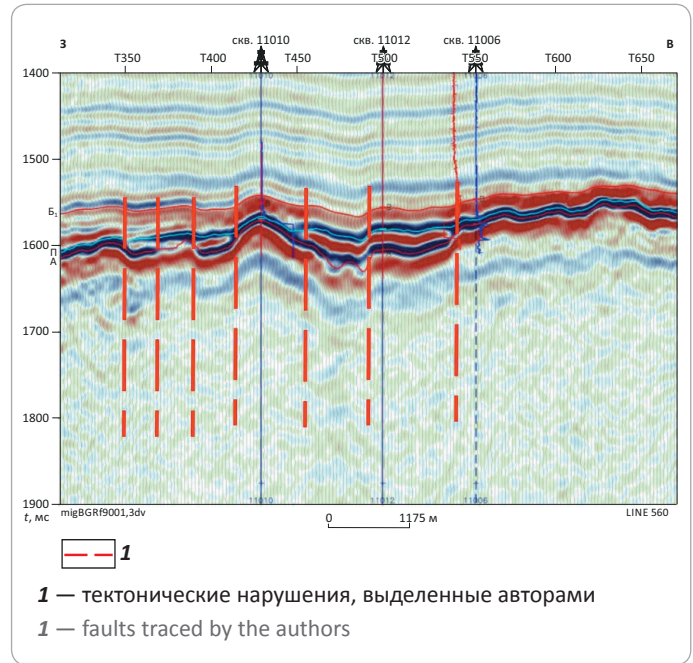
подсчете запасов, который выполнен по результатам бурения скв. 137R. Одной из целей бурения этой скважины было изучение высоты залежи пласта M_1 , поэтому она была углублена в отложения фундамента на 123 м — максимальную глубину всех пробуренных на месторождении скважин. Пробуренные ранее скважины охарактеризовали отложения фундамента на вертикальную глубину от 34 м (скв. 204) до 75 м (скв. 206).

Особенность ловушек УВ верхней части доюрских пород данного региона заключается в том, что они приурочены к эрозионно-тектоническим выступам, образовавшимся в результате проявления избирательной эрозии пород и дизъюнктивной тектоники.

Коллекторские свойства доюрских пород месторождений, приуроченных к нефтегазоносному

Рис. 10. Временные сейсмические разрезы по линии L560 с выделенными тектоническими нарушениями

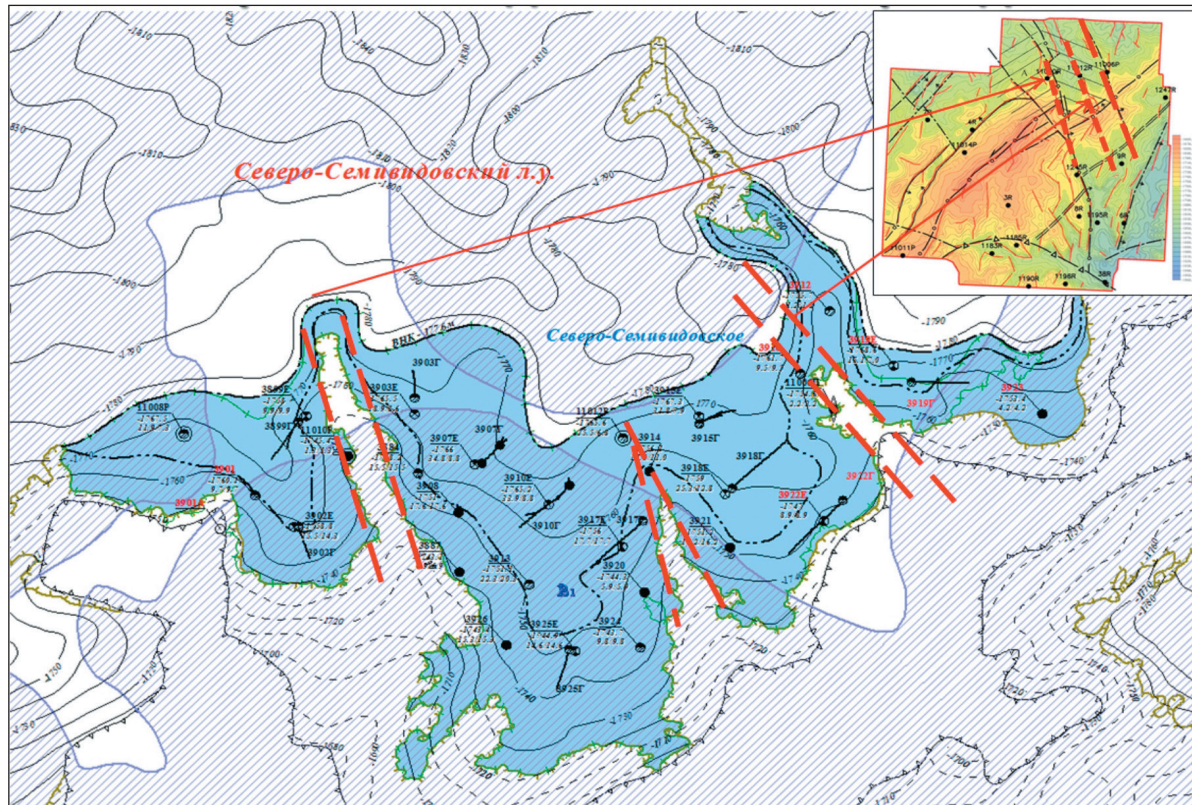
Fig. 10. Seismic time sections along the line L560 and the same with the faults traced



горизонту зоны контакта, определяются вторичной пористостью и проницаемостью. В процессе регионального прогибания Западно-Сибирской плиты выветривания были погребены до глубины 1500–2000 м. Они претерпели не только уплотнение, но и эпигенетические преобразования различной интенсивности. Вторичные минералы частично или полностью могут заполнять поры и трещины, возникшие в процессе гипергенеза. В то же время, например, в карбонатных породах за счет процессов доломитизации (перекристаллизации), выщелачивания и трещиноватости образуются вторичные пористость и проницаемость.

Южно-Табаганское месторождение нефти приурочено к эрозионно-тектоническому выступу, осложненному дизъюнктивными нарушениями. Продуктивны доломитизированные известняки нижнего девона. Коллекторы каверново-порово-трещинные, сформировавшиеся в результате вторичной доломитизации. Развитие процессов перекристаллизации должно иметь региональный масштаб. Следовательно, можно ожидать, что в палеозойских отложениях будут доминировать новообразованные поры и каверны, а большая часть пустот стадии седиментогенеза будет уничтожена. Поэтому можно судить об отсутствии прямой связи между фациальной зональностью и коллекторскими свойствами. Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород определяются уровнем развития постседиментационных преобразований (в первую очередь перекристаллизацией и доломитизацией) и степенью глинистости пород, так как наличие этой составляющей снижает

Рис. 11. Геологическая модель залежи пласта П Северо-Семивидовского месторождения
 Fig. 11. Geological model of П reservoir, North Semividovsky field



Усл. обозначения см. на рис. 9, 10
 See Legend in Fig. 9, 10

их растворимость. В результате многофазности формирования подобных коллекторов образовались участки с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, выделяемые по результатам испытаний и исследования керна.

Залежь вскрыта восемью скважинами — одной поисковой, двумя разведочными и пятью эксплуатационными.

В скважинах Южно-Табаганского месторождения получены довольно высокие дебиты. Так, в скв. 130P (первооткрывательнице) при испытании в открытом стволе в интервале 2981–3012 м (абсолютная отметка –2844,8...–2875,8 м) получены безводные притоки нефти 266 м³/сут на 9-миллиметровом штуцере и 543 м³/сут на 17-миллиметровом штуцере. В разведочной скв. 137R при поинтервальных испытаниях нефтенасыщенных коллекторов получены дебиты безводной нефти от 204 м³/сут на 8-миллиметровом штуцере (интервал перфорации 3046–3051 м, абсолютная отметка –2908,9...–2913,9 м) до 432 м³/сут на 12-миллиметровом штуцере (открытый ствол 2964–3011 м, абсолютная отметка –2826,9...–2873,9 м).

В эксплуатационных скважинах, работающих преимущественно в режиме фонтанирования, получены притоки нефти с водой. Стартовые дебиты

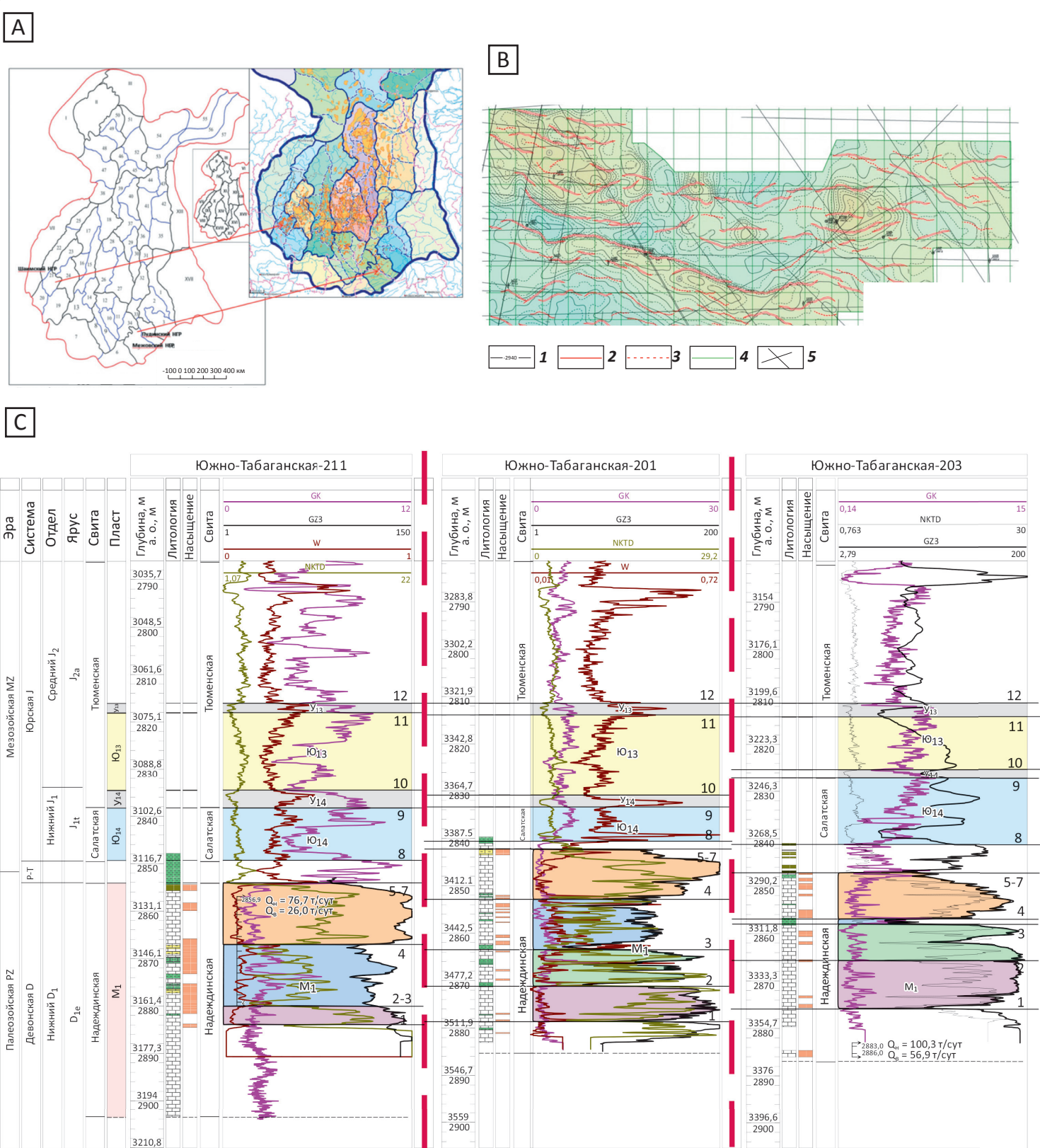
нефти составили от 58,3 т/сут (скв. 206) до 102,3 т/сут (скв. 204), обводненность по скважинам изменяется от 4 % (скв. 201) до 36 % (скв. 203).

Скважины, пробуренные у основания склона эрозионно-тектонического выступа (202ST2, 133R, 136R), вскрыли непроницаемые отложения фундамента. Такая закономерность, вероятно, объясняется меньшими интенсивностью и глубиной выветривания карбонатов в пониженных участках палеорельефа, в том числе под влиянием покрова переотложенных пород фундамента (коллювия), сыгравших для коренных пород роль «изолятора» от гипергенеза. Не исключено, что подобная «оторочка» непроницаемых разностей пород фундамента окружает залежь Южно-Табаганского месторождения по всему периметру. Для оконтуривания зон отсутствия коллекторов применялись материалы сейсморазведки 3D.

Согласно структурной карте по отражающему горизонту F₂, территория разбита многочисленными тектоническими нарушениями (см. рис. 12). Результаты корреляции отложений коры выветривания и доюрского основания, представленные по линии скважин 211 – 201 – 203 и 137R – 203 – 205R – 206 – 136R, показывают, что геологические разрезы коррелируют. По изменению толщин пачек, выделенных при

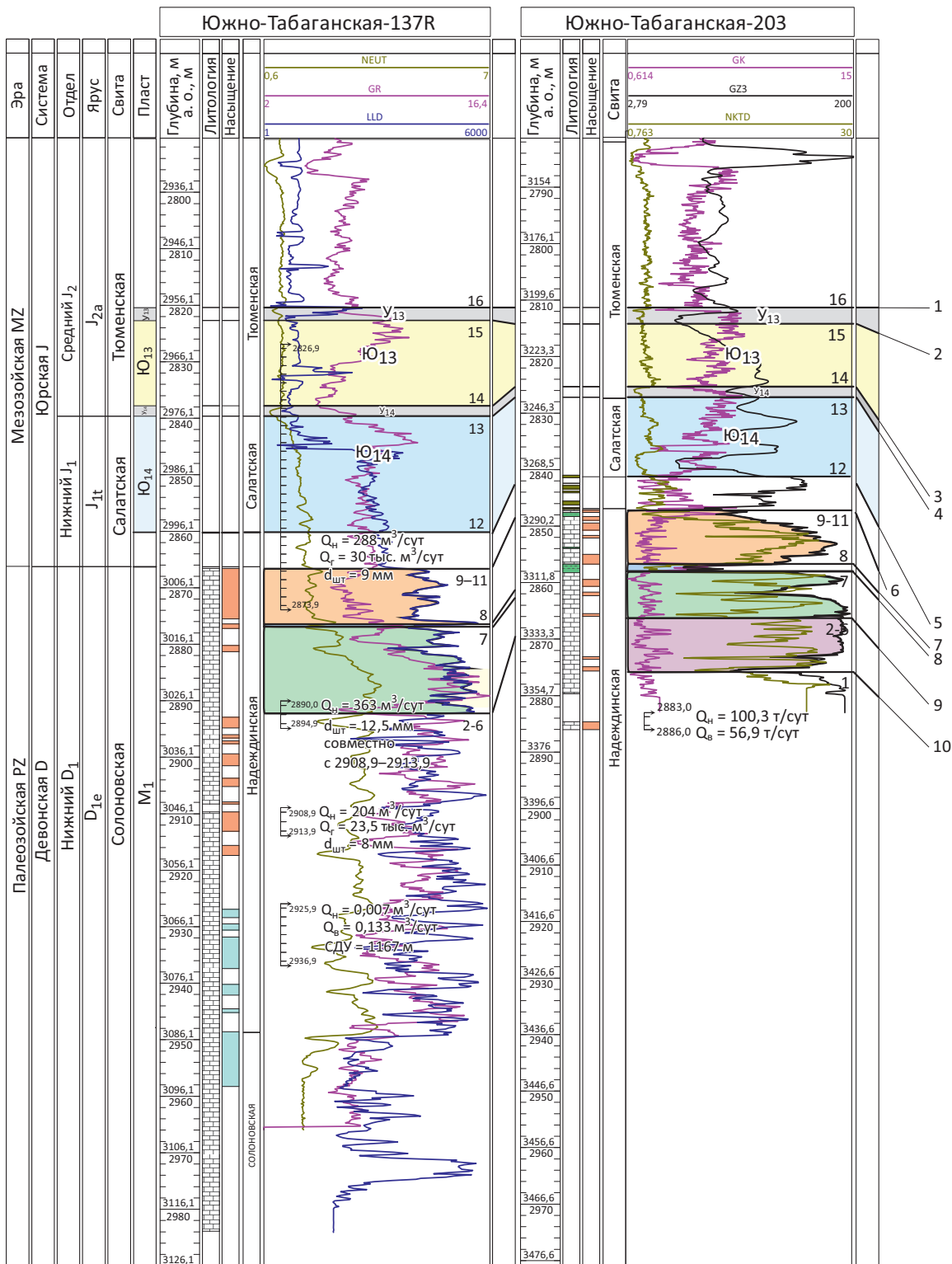
METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 12. Южно-Табганское месторождение*
Fig. 12. South Tabagansky field*

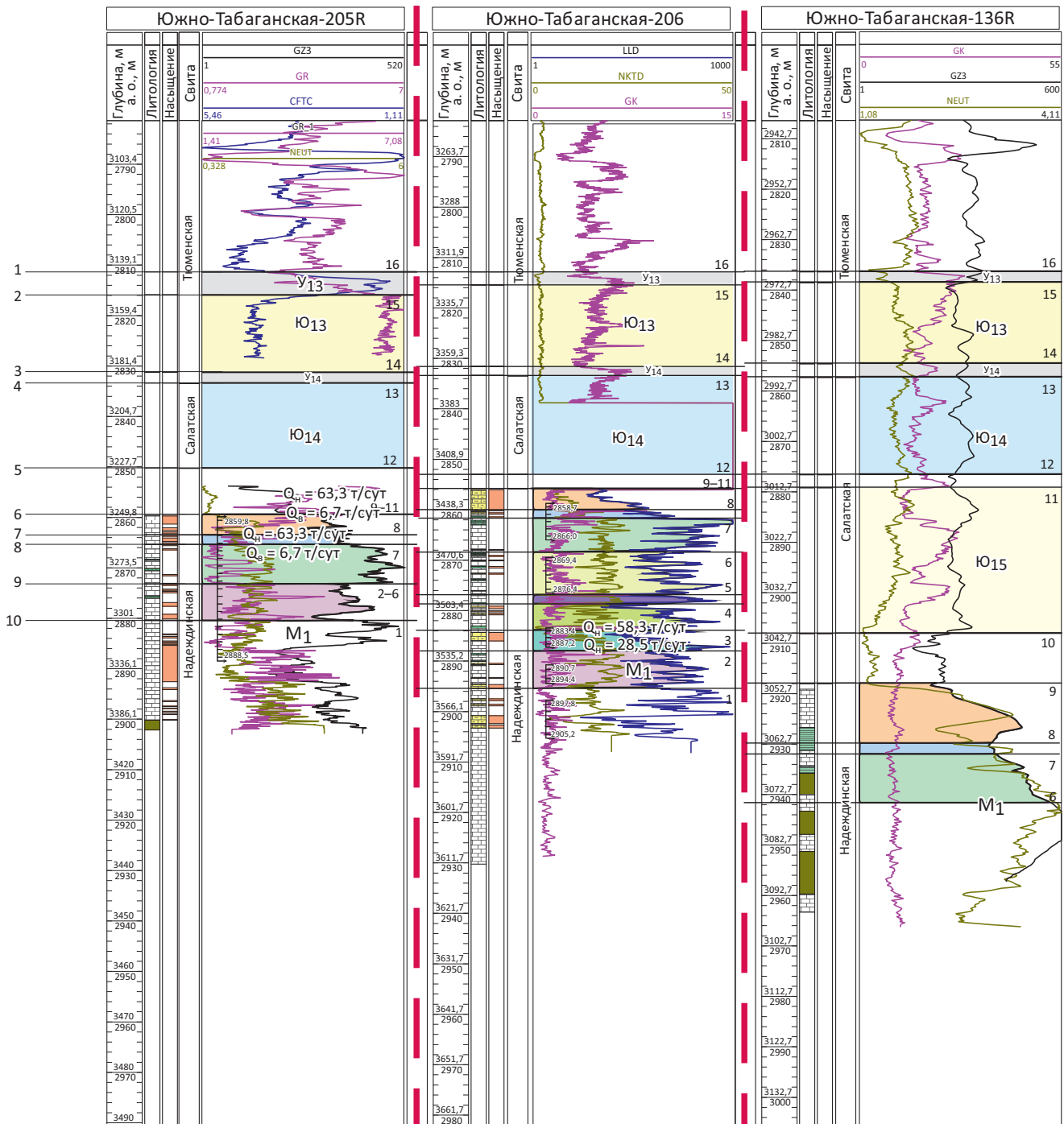


* Индексация пластов изменена по результатам ОПЗ 2017 г.
* Layer indexing has been changed according to bottom hole treatment

D



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 12., продолжение
Fig. 12, cont.

6 7 8 9 10 11 12 13 14

A — карта нефтегазгеологического районирования Западно-Сибирской НГП (по данным НАЦ РН им. В.И. Шпильмана); B — структурная карта по отражающему горизонту F_2 , представляющему эрозионную, сложнодифференцированную поверхность доюрского фундамента; C — корреляция разрезов скважин 211 – 201 – 203; D — корреляция разрезов скважин 137 R – 203 – 205R – 206 – 136R.

1 — изогипсы по отражающему горизонту F_2 , приуроченные к эродированной поверхности доюрских отложений; 2 — тектонические нарушения; 3 — предполагаемые тектонические нарушения; 4 — контур съемки сейсмических работ 3D; 5 — линии профилей 2D; породы (6–11): 6 — аргиллит, 7 — аргиллит кавернозный, 8 — известняк глинистый, 9 — известняк, 10 — известняк трещиноватый, 11 — мергель; 12 — неясен как коллектор; 13 — нефть; 14 — вода

Рис. 12., окончание
Fig. 12, end.

A — map of hydrocarbon geological zoning of the West Siberian Petroleum Province (according to Shpilman Center); B — depth map over the Reflector F2, (highly differentiated erosion surface of the pre-Jurassic basement); C — correlation of 211 – 201 – 203 wells; D — correlation of 137 R – 203 – 205R – 206 – 136R wells

1 — structural contours of Reflector F₂, associated with the eroded surface of the pre-Jurassic deposits; 2 — faults; 3 — supposed faults; 4 — 3D survey area; 5 — 2D seismic lines; rocks (6–11): 6 — claystone, 7 — cavernous claystone, 8 — argillaceous limestone, 9 — limestone, 10 — fissured limestone, 11 — marl; 12 — unclear as reservoir; 13 — oil; 14 — water

корреляции или их отсутствию, можно установить амплитуды разломов, которые для данного месторождения изменяются от 7 до 40 м.

Выводы

Особенности залегания и распространения отложений коры выветривания и доюрского основания изучаемых месторождений Шаимского нефтегазозносного района можно распространить на аналогичные породы соседних НГР, в частности Пудинского и Межовского НГР.

Отложения коры выветривания и доюрского основания неравномерно залегают на отложениях фундамента, подвержены тектоническим нарушениям, однако разрезы скважин коррелируют между собой.

Результаты корреляции разрезов скважин коры выветривания и доюрского основания позволят выявлять нефтеперспективные зоны, качественно дифференцировать разрезы эксплуатационных скважин, в которых керновый материал чаще всего отсутствует.

Согласно исследованиям керна и геофизическим характеристикам, коллекторские свойства этих пород улучшаются снизу вверх по разрезу от подошвы к кровле. В этом же направлении увеличивается количество органического вещества, в керне присутствуют выпоты нефти, угольный материал. Притоки нефти получены из метаморфизованных пород низов осадочного чехла, которые являются наиболее нефтеперспективными.

Литература

1. Журавлев Е.Г., Лапинская Т.А., Файн Ю.Б. Газонефтеносность коры выветривания фундамента Шаимского района // Геология нефти и газа. – 1973. – № 6. – С. 9–14.
2. Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11–12. – С. 22–30.
3. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Староверов В.М., Кузнецова Г.П., Саакян М.И., Потемкин Г.Н., Руднев С.А., Шалупина А.В., Исянгулова Н.Р., Качкина Е.А., Катаев А.О., Ямпольская Е.Н., Семянов К.Г., Скачек К.Г., Арефьев С.В., Папухин С.П., Урсегов С.О., Фурман Н.Ф., Зырянов С.А., Вологодский Д.В. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин / Под ред. И.С. Гутмана. – М.: Недра, 2013. – 112 с.
4. Гутман И.С., Кузнецова Г.П., Скоробогатко А.В. Методика корреляции отложений коры выветривания и доюрского основания // Недропользование XXI век. – 2015. – № 7. – С. 18–31.

References

1. Zhuravlev E.G., Lapinskaya T.A., Fain Yu.B. Gas and oil presence in the weathering crust of the basement (Shaimsky region). *Geologiya nefi i gaza*. 1973;(6):9–14.
2. Syngaevskii P.E., Khafizov S.F. Formation of a weathering crust in sedimentation cycle of the West Siberian basin. *Geologiya nefi i gaza*. 1999;(11–12):22–30.
3. Gutman I.S., Balaban I.Yu., Staroverov V.M., Kuznetsova G.P., Saakyan M.I., Potemkin G.N., Rudnev S.A., Shalupina A.V., Isyangulova N.R., Kachkina E.A., Kataev A.O., Yampol'skaya E.N., Semyanov K.G., Skachek K.G., Aref'ev S.V., Papukhin S.P., Ursegov S.O., Furman N.F., Zyryanov S.A., Vologodskii D.V. Recommended practices for well log correlation. In: I.S. Gutman, ed. Moscow: Nedra; 2013. 112 p.
4. Gutman I.S., Kuznetsova G.P., Skorobogat'ko A.V. Methods of correlation deposits weathering crust and pre-Jurassic basement. *Nedropolzovanie XXI vek*. 2015;(7):18–31.