

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/8_2018

УДК 552.143:552.5:551.72(571.53)

Бобкова Е.В., Лобанова Е.В.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, MalcevaEV@ipgg.sbras.ru LobanovaEV@ipgg.sbras.ru

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВОССТАНОВЛЕНИЮ ОБСТАНОВОК ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД ПАРФЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА АНГАРО-ЛЕНСКОЙ И ГОРИЗОНТА В₁₀ НЕПСКО- БОТУОБИНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ

Описано применение комплексного подхода к восстановлению обстановок осадконакопления терригенных пород на основе геофизических исследований скважин, керна и литературных данных, что продемонстрировано на примере наиболее разведанных вендских горизонтов двух нефтегазоносных областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции - парфеновского горизонта (верхнечорская подсвита) Ангара-Ленской и горизонта В₁₀ (непская свита) Непско-Ботуобинской.

Определены четыре комплекса фаций (аллювиальный, дельтовый, прибрежно-континентальный и мелководно-морской) с соответствующими обстановками для исследуемых горизонтов и типовые разрезы по кривым гамма-каротажа для каждого комплекса обстановок.

Ключевые слова: *геофизические исследования скважин, фациальные обстановки осадконакопления, венд, парфеновский горизонт Ангара-Ленской нефтегазоносной области, горизонт В₁₀ Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция.*

При геолого-геофизических работах на территории Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) и Ангара-Ленской ступени базовыми являются горизонты В₁₀ и парфеновский соответственно. Именно с этими горизонтами связана наибольшая часть открытых залежей на исследуемых территориях. Геологоразведочные работы показали существенную литологическую неоднородность для парфеновского и В₁₀ горизонтов. В частности, на Верхнечонском месторождении на небольшом участке можно встретить как скважины, сложенные песчанистыми разностями и с высокими показателями фильтрационно-емкостных свойств, так и скважины, сложенные глинистым материалом с низкими их значениями. Аналогичная картина наблюдается для парфеновского горизонта на территории Ангара-Ленской ступени, где в скв. Правобережная 8 эффективная толщина составила 0 м, а в скважинах Ангара-Ленская 3 и 6 отмечаются высокие значения фильтрационно-емкостных свойств, где из песчаников парфеновского горизонта получены промышленные притоки газа. Все эти неоднородности в значительной мере связаны с обстановками осадконакопления, постседиментационными и прочими процессами. В этих условиях обоснование обстановок осадконакопления является весьма актуальной задачей.

Однако на практике для определения фациальных условий далеко не всегда имеются необходимые данные. Кроме того, большая часть скважин пробурена в 1980-х гг., когда методы отбора керна были не столь совершенны как сегодня. Обычно выход керна редко превышал 60-70%. В таком случае определение обстановок осадконакопления проводится на основе комплекса данных геофизических исследований скважин (ГИС), кернового материала и литературных источников, что в совокупности позволяет определить обстановки осадконакопления, в частности для терригенных горизонтов.

Глубинный разрез скважин изучают различными методами, и зачастую для определения фациальных условий используют данные самопроизвольной поляризации (ПС) или гамма-каротаж (ГК). Это те методы ГИС, которые характеризуют естественное состояние пород. Одним из первых использование данных ГИС каротажа для восстановления обстановок осадконакопления по данным ГИС в своих работах применил В.С. Муромцев. Позже эту методику усовершенствовал В.Б. Белозеров.

В.Б. Белозеров, В.С. Муромцев и другие исследователи для определения обстановок осадконакопления геолого-геофизическими методами использовали метод ПС, поскольку он является одним из самых эффективных в условиях Западной Сибири. Возникает ПС на границе двух сред – обычно пресного бурового раствора и пластовых флюидов с определенной степенью минерализации, находящихся в песчаных пластах. В отличие от условий Западной Сибири в осадочном чехле Сибирской платформы большое развитие солевого комплекса и повышенная галитизация (минерализация достигает порядка 300-400 г/л) делают практически невозможным бурение на пресном растворе, поэтому запись каротажа ПС здесь не проводится.

Отметим, что ПС и ГК определяют естественное состояние породы, а значит их фациальная принадлежность могла бы интерпретироваться схожими приемами (рис. 1). При адаптации методики использовались данные радиоактивного и нейтронного ГК (НГК), так как они наиболее информативны в геологических условиях Сибирской платформы. Они отражают особенности распределения гранулометрической неоднородности пласта по разрезу, характеризующей гидродинамику процесса осадконакопления. Кроме данных ГИС учитывалась литология разреза, которая определялась по керновым данным, пространственному распределению пород и результатам других исследований.

Палеогеографическим и литолого-фациальным анализом занимались (в частности, на территории Сибирской платформы) В.Н. Воробьев, Т.И. Гурова, А.М. Жарков, И.А. Кальвин, Е.С. Коновальцева, А.Э. Конторович, М.В. Лебедев, Н.И. Марковский, Н.В. Мельников, П.Н. Мельников, Л.К. Писарчик, О.В. Постникова, М.М. Потлова, Р.С. Сахибгареев, Е.М. Хабаров, Л.С. Чернова, С.Г. Шашин, Г.Г. Шемин и другие исследователи.

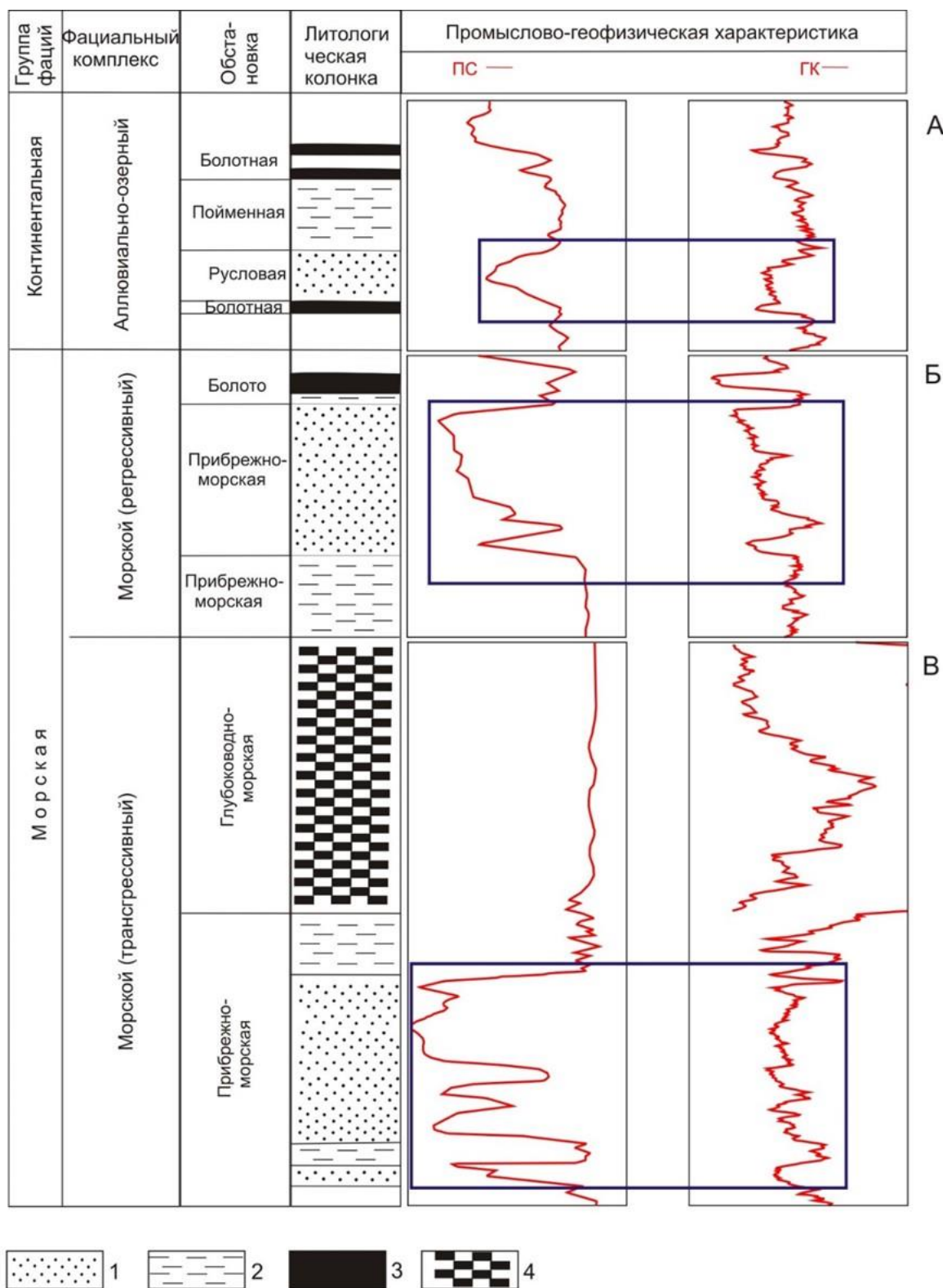


Рис. 1. Литолого-геофизическая характеристика отложений континентальной, переходной и морской групп фаций [Белозёров, Брылина, Даненберг, 1984]

1 – песчаники, 2 – аргиллиты, 3 – угли, 4 – углеродистые кремнисто-карбонатно-глинистые породы.

Наибольший вклад в фациальную диагностику по материалам ГИС внесли В.С. Муромцев, В.Б. Белозёров, а также среди других - Г.И. Тыщенко, А.В. Ахияров, О. Серра, В.А. Казаненков, Л.Г. Вакуленко, В.А. Топешко, Л.С. Чернова.

Авторы статьи предлагают вариант восстановления обстановок осадконакопления терригенных пород парфеновского горизонта Ангаро-Ленской ступени и горизонта В₁₀ НБА на основе указанного выше комплексного подхода (рис. 2). Парфёновский горизонт в полном объеме представлен верхнечорской подсвитой вендской системы и складывается преимущественно различными песчанистыми отложениями с прослоями аргиллитов и алевролитов. Песчаниковый горизонт В₁₀ относится к средней части непской свиты венда. Эти горизонты выбраны в качестве объектов исследования в связи с тем, что их строение в большей степени определяется фациальными условиями при этом имеет место их хорошая изученность в целом [Моисеев, 2015].

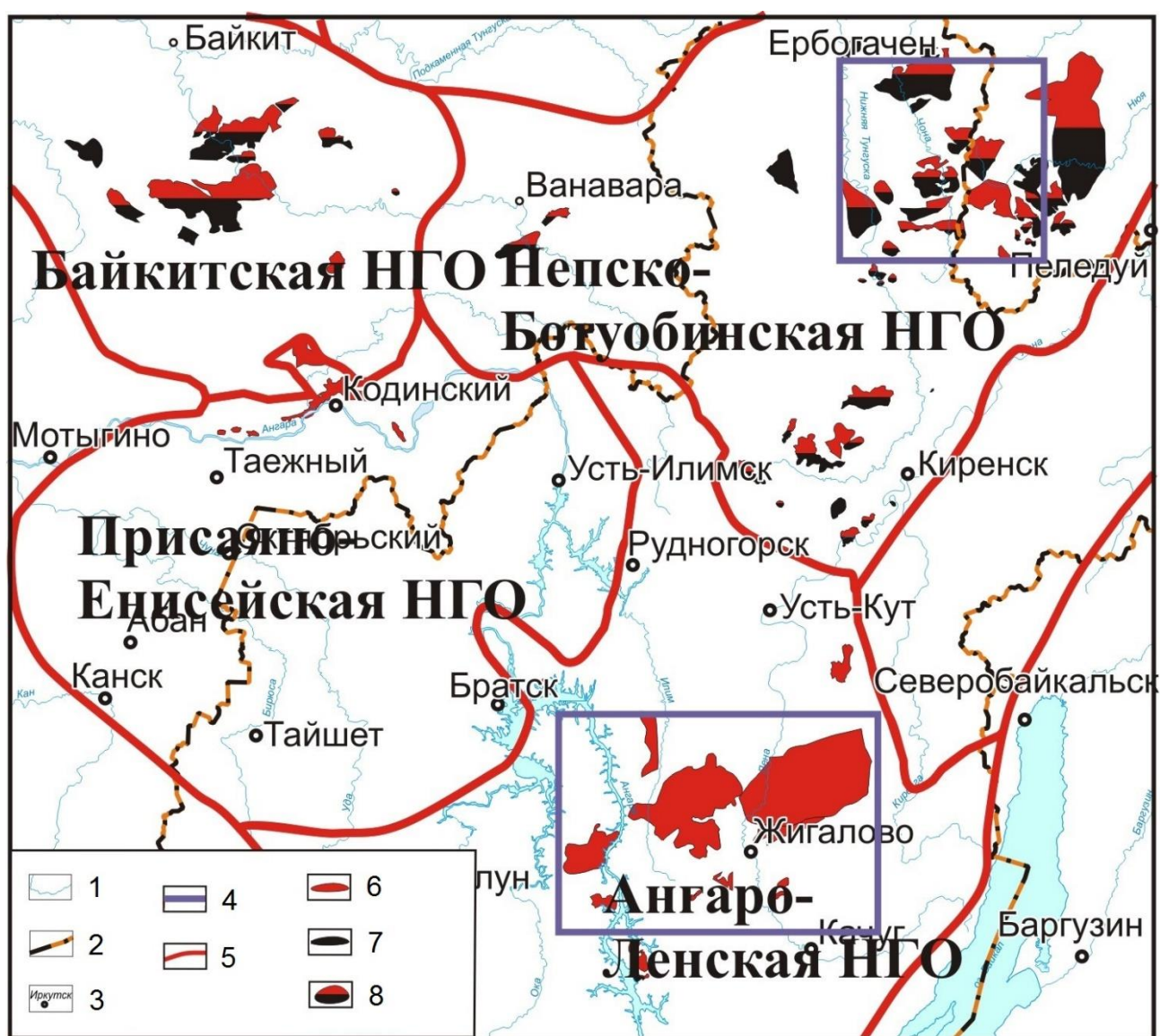


Рис. 2. Фрагмент обзорной карты Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (М 1:7500000) (по данным ИНГТ СО РАН)

1 – гидросеть, 2 – административные границы, 3 – населенный пункт, 4 – границы изучаемых территорий, 5 – границы нефтегазоносной области, месторождения: 6 – газовые, 7 – нефтяные, 8 – газонефтяные и нефтегазоконденсатные.

Использовались данные ГИС по 146 скважинам, расположенным на исследуемых территориях. Проведен детальный анализ имеющихся результатов и подготовлен банк данных для горизонта В₁₀ на территории НБА по 87 скважинам, включающий в себя глубины, толщины, описание керна, диаграммы ГК и НГК, пористость, проницаемость, результаты испытаний, а также предполагаемые обстановки осадконакопления (рис. 3). Кроме того, описан керн пяти скважин Ангара-Ленского и Левобережного месторождений с акцентом на определение фациальных обстановок на основе структурно-текстурного анализа для парфеновского горизонта. Используются скважины с наиболее полным выносом керна, при недостаточном количестве информации проведена экстраполяция на основе наиболее изученных соседних скважин.

По результатам анализа данных каротажа, керна, фондовых и опубликованных материалов на территории центральной части Ангара-Ленской и Непско-Ботуобинской нефтегазоносных областей (НГО) выделено четыре комплекса фаций: аллювиальный, дельтовый, прибрежно-континентальный и мелководно-морской (табл. 1).

Стоит отметить, что в случае горизонта В₁₀ фациальная принадлежность определена для всего объема горизонта, в то время как парфеновский горизонт по данным ГИС подразделен на 6 пачек, для каждой из которых смоделированы обстановки осадконакопления, поэтому в статье приведены только примеры, наглядно показывающие возможность применения использованного подхода.

Ниже приведено краткое описание каждого комплекса с выделенными в нем обстановками осадконакопления и наиболее наглядными примерами типовых разрезов по данным ГИС и керна, для которых применен используемый подход для восстановления обстановок осадконакопления.

Аллювиальный комплекс

Русла древних рек выполнены песчаными и песчано-галечниковыми образованиями и перекрыты глинистыми отложениями *пойм*. Отложения *русловых отмелей* обычно образуются в низовьях крупных рек и состоят из алевритов и мелкозернистых песчаников с прослоями аргиллитов. Одним из характерных индикаторов аллювиальных отложений является последовательность на уменьшение зернистости вверх с резкой нижней границей и специфическим набором типов слоистости (рис. 4, 5, 6).

Для русловых осадков наиболее характерна «колоколовидная» форма кривой ГК [Белозёров, Брылина, Даненберг, 1984]. Кривые ПС и ГК, характерные для пойменных отложений, находятся в зоне положительных отклонений.

Русловые отложения горизонта В₁₀ имеют повышенные значения на каротажной кривой, что связано с высокой заглинитизированностью разреза (см. рис. 4).

Площадь	Номер скважины	Кровля горизонта В ₁₀ , относительные глубины (м)	Подошва горизонта В ₁₀ , относительные глубины (м)	Толщина (м)	Каротаж	Обстановки осадконакопления	Пористость (%)	Проницаемость 1*10 ⁻¹⁵ м ²	Испытания	Описание керна
Верхнечонская	25	1671	1680	9		Русла временами пересыхающих рек (с колебаниями)	16.2	500	Нефть	Песчаники полевошпатово-кварцевые, галитизированные, серые, крупно-мелко-среднезернистые, с рассеянной галькой кварца размером до 0.012 м, гравелитистые, неотчетливо линзовиднослоистые, с тонкими миллиметровыми слоями аргиллитов светло-зеленых. Степень галитизации увеличивается к подошве слоя. При ударе отмечается запах нефти.
Верхнечонская	30	1614	1625	11		Русла временами пересыхающих рек (в верхней части переходящая в прибрежно- морскую) (затапливание и осушение)	11	12	Газ и вода	Переслаивание алевролитов песчаных темно-серых, с включениями темно-серого песчанистого материала, слабослюдистых, с включениями тонко-распиленного пирита с аргиллитами светло-серыми, с включениями и тонкими прослоями алевролитов светло-серых и песчаниками полевошпатово-кварцевыми, темно-серыми до черных мелко-среднезернистых, с включениями и прослоями светло-серых аргиллитов и светло-серых алевролитов. С горизонтальными трещинами выполненными черным глинисто-органическим веществом.
Верхнечонская	89	1683	1690	7		Русла временами пересыхающих рек	14	105		Переслаивание песчаников кварцевых, серых, светло-серых, реже темно-серых до черных, мелкозернистых, редкими прослоями до крупнозернистых, с многочисленными примазками, тонкими прослойками зеленого аргиллита и алевролита, с отдельными включениями светло-серого ангидрита и алевролитов песчаных, светло-серых, зеленовато-серых, слабослюдистых, с зернами кварца, с линзочками песчаников темно-серых, мелкозернистых.

Рис. 3. Фрагмент базы данных для горизонта В₁₀ центральных районов Непско-Ботубинской нефтегазоносной области

Таблица 1

Классификация обстановок осадконакопления, выявленных для парфёновского горизонта и горизонта В₁₀

Группа	Комплекс обстановок	Обстановки для парфёновского горизонта	Обстановки для горизонта В ₁₀
Континентальная	Аллювиальный	Русла	Русловые отмели
		Пойма	Пойменные равнины
Переходная	Дельтовый	Дельтовая равнина	Флювиальные дельтовые рукава
			Конус промыва (конус выноса промоин)
			Канал промыва (канал промоин)
		Авандельта	-
		Продельта	
	Прибрежно-континентальный	Бары	
		Лагуны	
Морская	Мелководно-морской	Мелководный шельф	Мелководный залив с преимущественно глинистой седиментацией

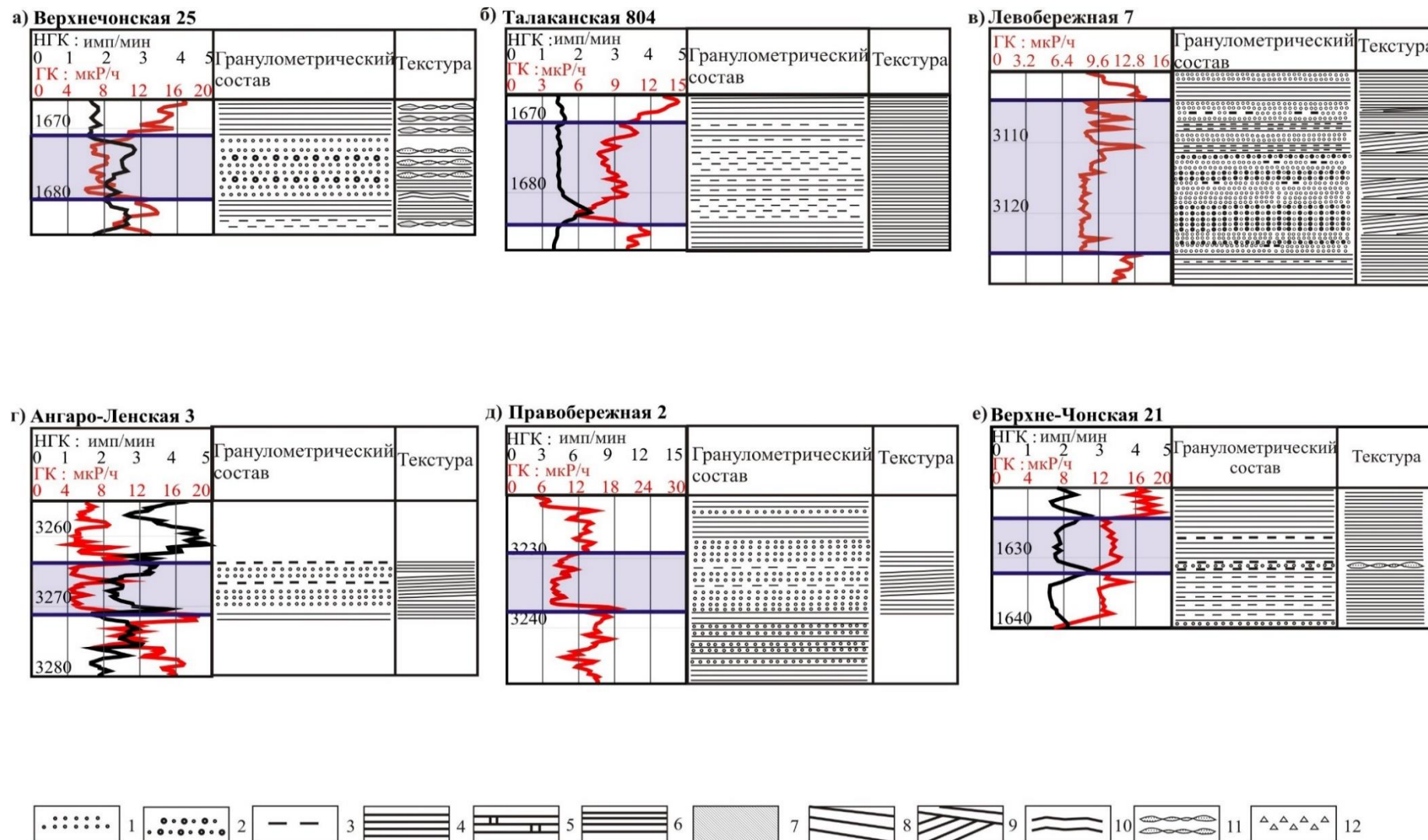


Рис. 4. Примеры фаций аллювиального комплекса обстановок на территории центральной части Ангара-Ленской и Непско-Ботубинской нефтегазоносных областей

а) русла временами пересыхающих рек; б) русловые отмели; в), г), д) - русловые отложения; е) пойменные равнины. 1 – песчаник, 2 – гравелитистый песчаник, 3 – алевролит, 4 – аргиллит, 5 – доломит, 6 – кора выветривания; 7 – горизонтальная слоистость, 8 – косая однонаправленная слоистость, 9 – косая разнонаправленная слоистость, 10 – волнистая слоистость, 11 – линзовидная слоистость, 12 – мелкообломочная брекчиевидная текстура.



Рис. 5. Песчаники парфеновского горизонта из скв. Левобережная 7

- а) Песчаник бурый, мелко-среднезернистый, слоистость косая разнонаправленная. Инт. 3104-3112 м (глуб. 3109,20 м). Отложения аллювиальной равнины с влиянием-приливо-отливных течений;*
б) Песчаник бурый, мелко-среднезернистый, слоистость косая однонаправленная. Инт. 3112-3127 м (глуб. 3118,2 м). Аллювиальная равнина с преобладанием русловых отложений.

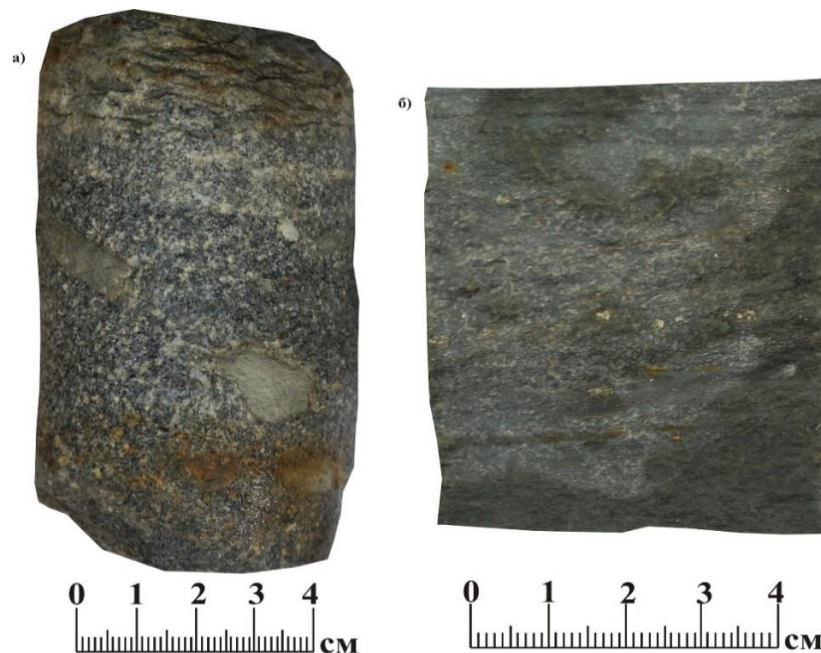


Рис. 6. Песчаники парфеновского горизонта из скв. Ангаро-Ленская 3

- а) Песчаники серые зеленовато-серые от мелко- до крупнозернистых, местами гравелитистый материал, с прослоями темно-серых алевролитов (глуб. 3267,49 м);*
б) Песчаники зеленовато-серые мелкозернистые с редкими прослоями алевролитов. Слоистость горизонтальная (глуб. 3266,59 м). Инт. 3264-3271 м. Отложения аллювиальной равнины с влиянием приливо-отливных течений.

В разрезе скважин на территории центральных районов Ангаро-Ленской НГО можно отметить интервалы, которые, вероятно, образовались в результате снижения скоростей турбулентного водного потока, размыва в зоне небольших скоростей потока и накоплению продуктов размыва в зоне ослабления течений, где формировались русловые отмели. Грубозернистый состав отложений и отсутствие выраженных глинистых интервалов, которые относят к отложениям поймы, являются характерной чертой разрезов скважин Левобережного месторождения, в меньшей степени характерен для центральной части Ангаро-Ленской НГО.

Дельтовый комплекс

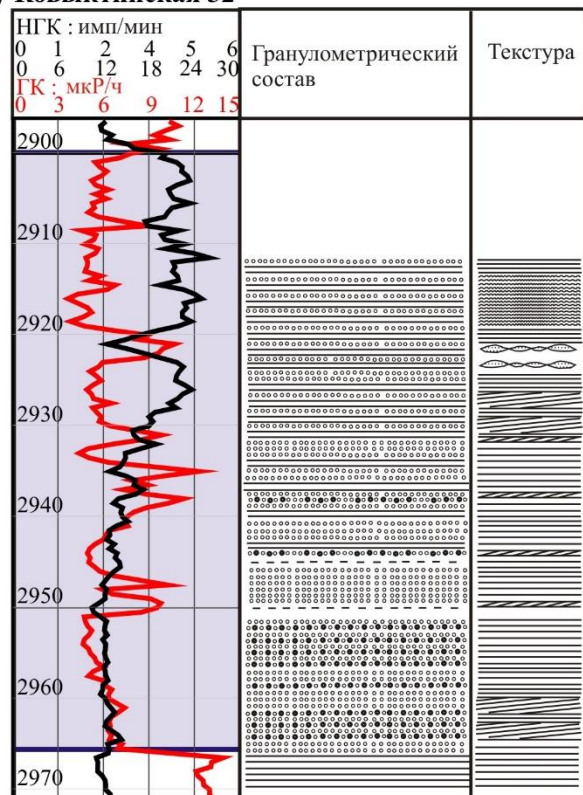
Образование дельты обусловлено сочетанием двух основных факторов: выносом реками значительных масс обломочного материала и его переработкой морскими волнениями и течениями. Дельта состоит из дельтовой равнины, авандельты и продельты, в которых можно выделить ряд обстановок. *Дельтовая равнина* – субаэральная часть конуса дельты, формирование которой связано с континентальной равниной, периодически заливаемой морем, где осаждается как песчаный, так и глинистый материал (рис. 7). В горизонте В₁₀ выделены *флювиальные дельтовые рукава, конусы и каналы промыва*, которые относятся к отложениям дельтовой равнины. *Авандельта* – крутонаклонная подводная грубообломочная часть конуса дельты. Осадки авандельты отлагаются в прибрежной части моря и представлены, в основном, песчанистыми образованиями (см. рис. 7). *Прodelьта* – пологая тонкообломочная часть конуса дельты, характеризует наиболее удаленную, морскую часть дельтового комплекса, для которой характерно накопление глин и алевролитов (см. рис. 7). Характерное поведение каротажных кривых для обстановок дельтового комплекса представлены на рис. 7.

Прибрежно-континентальный комплекс

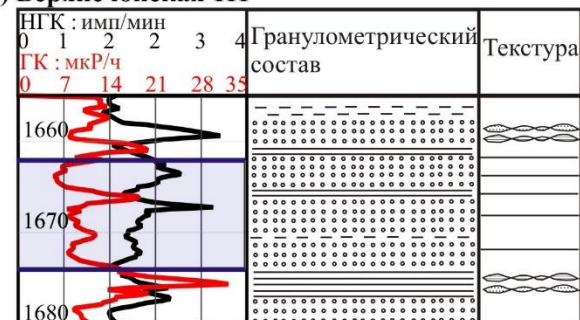
Прибрежная часть моря является одним из участков, где происходит интенсивное накопление терригенного материала. Среди прибрежно-континентальных отложений выделяют: устьевые и вдольбереговые бары, подводные валы, барьерные острова, косы, пляжи и другие аккумулятивные формы. Характерно чередование глинистых и более крупнозернистых отложений, слоистость полосчатая, волновая и линзовидная. На отлогах участках накапливаются обломочные частицы, например, гравий и песок. Для этих отложений характерна «пилообразная» форма кривых ГК.

В горизонте В₁₀ выделен *прибрежно-континентальный* комплекс обстановок без подробного расчленения и представлен в скв. Верхнечонская 31 в интервале 1624-1632 м (рис. 8). На территории центральных районов Ангаро-Ленской ступени выявлены отложения *баров и лагун*.

а) Ковыктинская 32



б) Верхнеконская 111



в) Верхнеконская 73

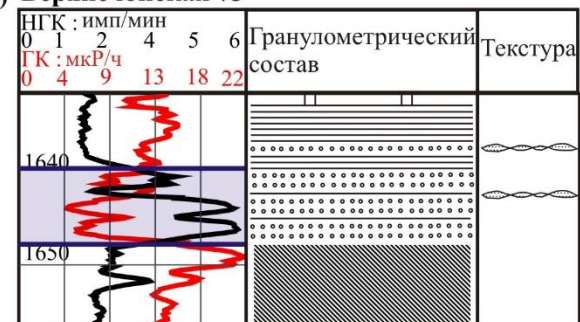
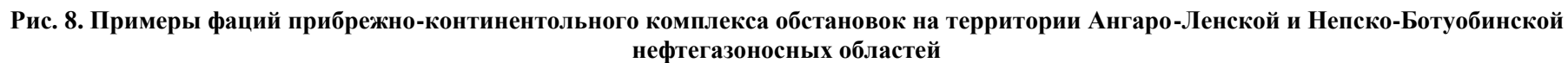


Рис. 7. Примеры фаций дельтового комплекса обстановок на территории центральной части Ангаро-Ленской и Непско-Ботубинской нефтегазоносных областей

а), в) - дельтовая равнина; б) авандельта; г) дельтовые рукава. Усл. обозначения см. рис. 4.



© Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2018.- Т.13. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/4/8_2018.pdf

Различные баровые отложения выделены и описаны в Правобережной 8, 1, 2, Ангари-Ленской 6, 3 (рис. 8, 9, 10) скважинах, а лагунные – в скв. Правобережной 8 (рис. 11). В случае лагунных отложений значения кривой ГК будут иметь повышенные значения, что связано с увеличением глинистого материала в разрезе.

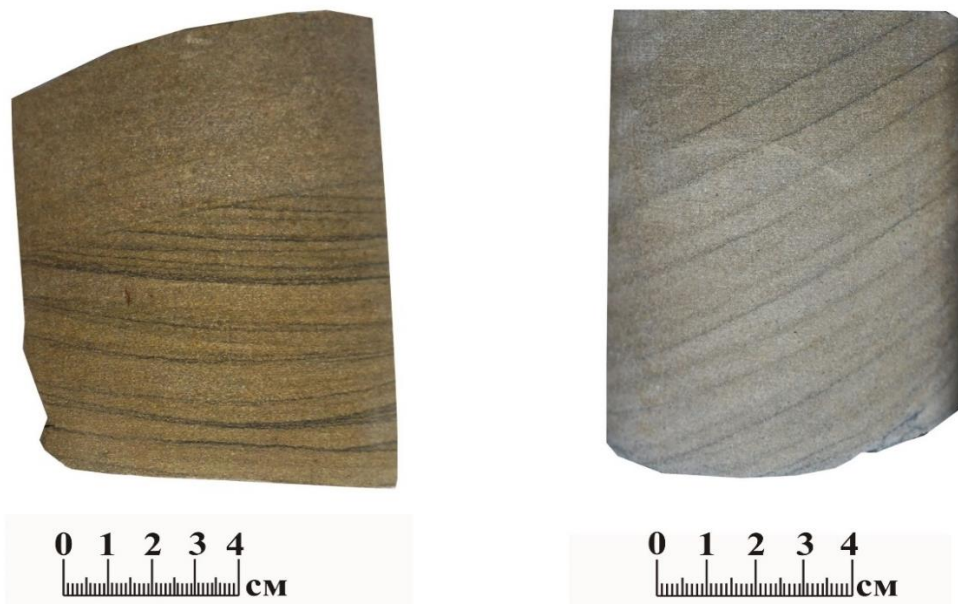


Рис. 9. Песчаники парфеновского горизонта из скв. Ангари-Ленская 3

Песчаники от серых до коричнево-серых мелкозернистые переслаиваются с темно-серыми алевритами. Слоистость косая однонаправленная. Инт. 3243-3285 м. Баровые отложения.



Рис. 10. Песчаники парфеновского горизонта из скв. Ангари-Ленская 3

*а) Песчаники серые зеленовато-серые мелкозернистые переслаиваются с темно-серыми алевритами. Слоистость косая однонаправленная, местами горизонтальная (глуб. 3227 м);
б) Песчаники серые коричнево-серые мелкозернистые переслаиваются с темно-серыми алевритами. Слоистость косая однонаправленная (глуб. 3233,98 м). Инт. 3223-3264 м. Баровые отложения с влиянием приливно-отливных течений.*

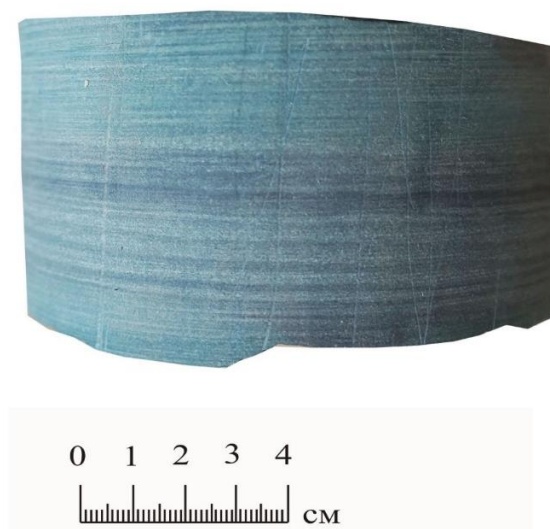


Рис. 11. Образец горизонтального переслаивания зеленовато-серых аргиллитов, алевролитов и в меньшей степени песчаников мелкозернистых парфеновского горизонта из скв. Правобережная 8

Инт. 3121-3125 м (глуб. 3129,05 м). Отложения лагуны.

Мелководно-морской комплекс

В направлении открытого моря песчаные отложения постепенно исчезают, замещаясь глинистыми осадками открытого моря или морских заливов. Мелководная часть шельфа находится на глубинах до 100 м и представляет большой интерес для геологов-нефтяников, поскольку с этой частью шельфа связаны значительные скопления песчаного и алевроитового материала [Муромцев, 1984].

Из этой группы обстановок выделены отложения мелководного залива для горизонта В₁₀ (рис. 12). В центральных районах Ангаро-Ленской НГО аргиллиты подпарфеновской пачки отнесены к отложениям мелководного шельфа (см. рис. 12). Каротажная кривая ГК для этих отложений характеризуется высокими значениями, а НГК – низкими.

Выполненное исследование показывает, что методика восстановления условий осадконакопления на основе комплекса данных применима для терригенных горизонтов Ангаро-Ленской ступени и НБА, в результате чего для парфеновского горизонта и горизонта В₁₀ выделено 4 комплекса обстановок: аллювиальный, дельтовый, прибрежно-континентальный и мелководно-морской с соответствующими фациями (рис. 13).

Это, в свою очередь, позволило создать палеогеографические схемы для изучаемых территорий.

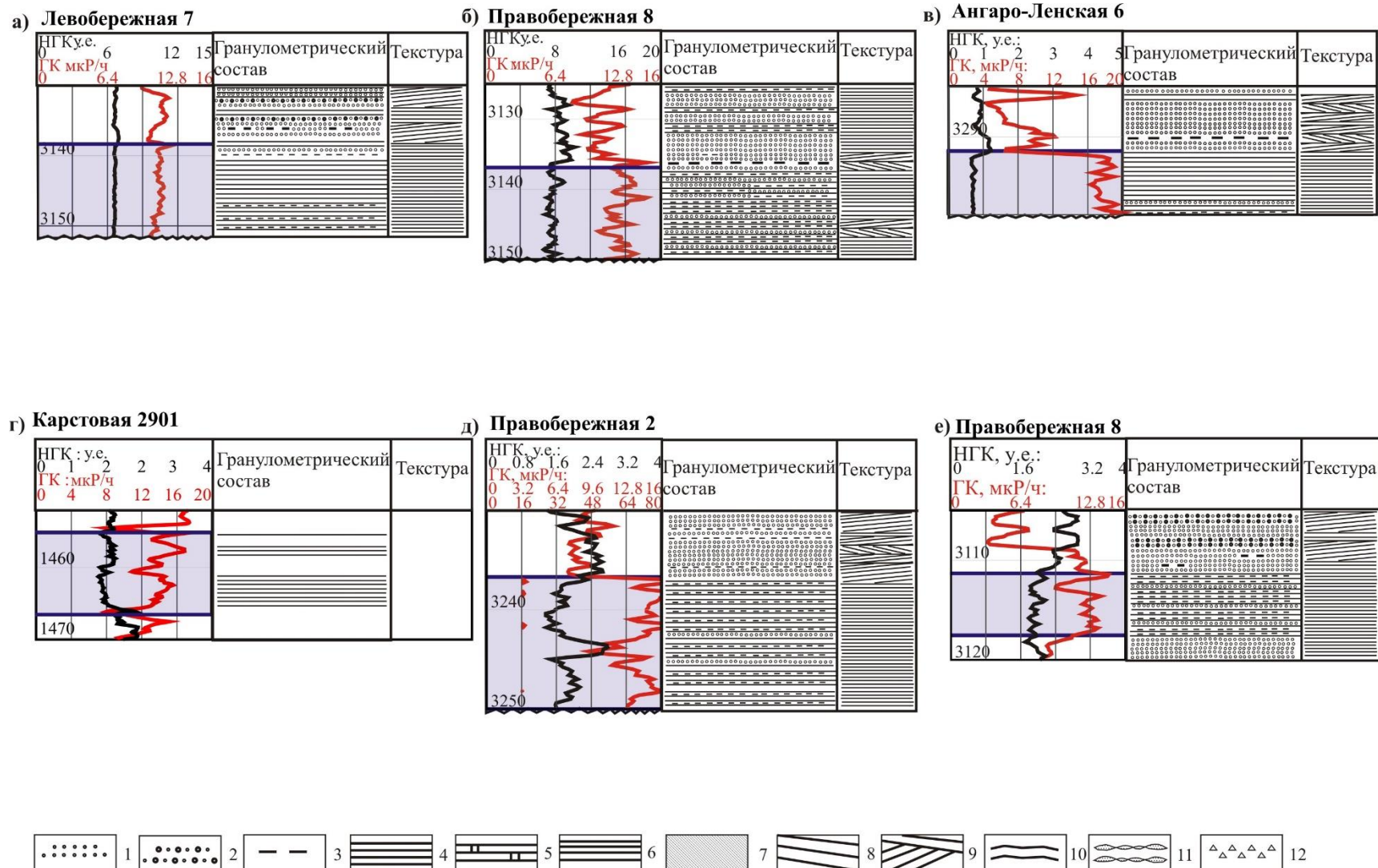


Рис. 12. Примеры фаций мелководно-морского комплекса обстановок на территории Ангаро-Ленской и Непско-Ботубинской нефтегазоносных областей

а), б), в) - мелководный шельф, г), д), е) - мелководно-морской залив. Условные обозначения см. рис. 4.

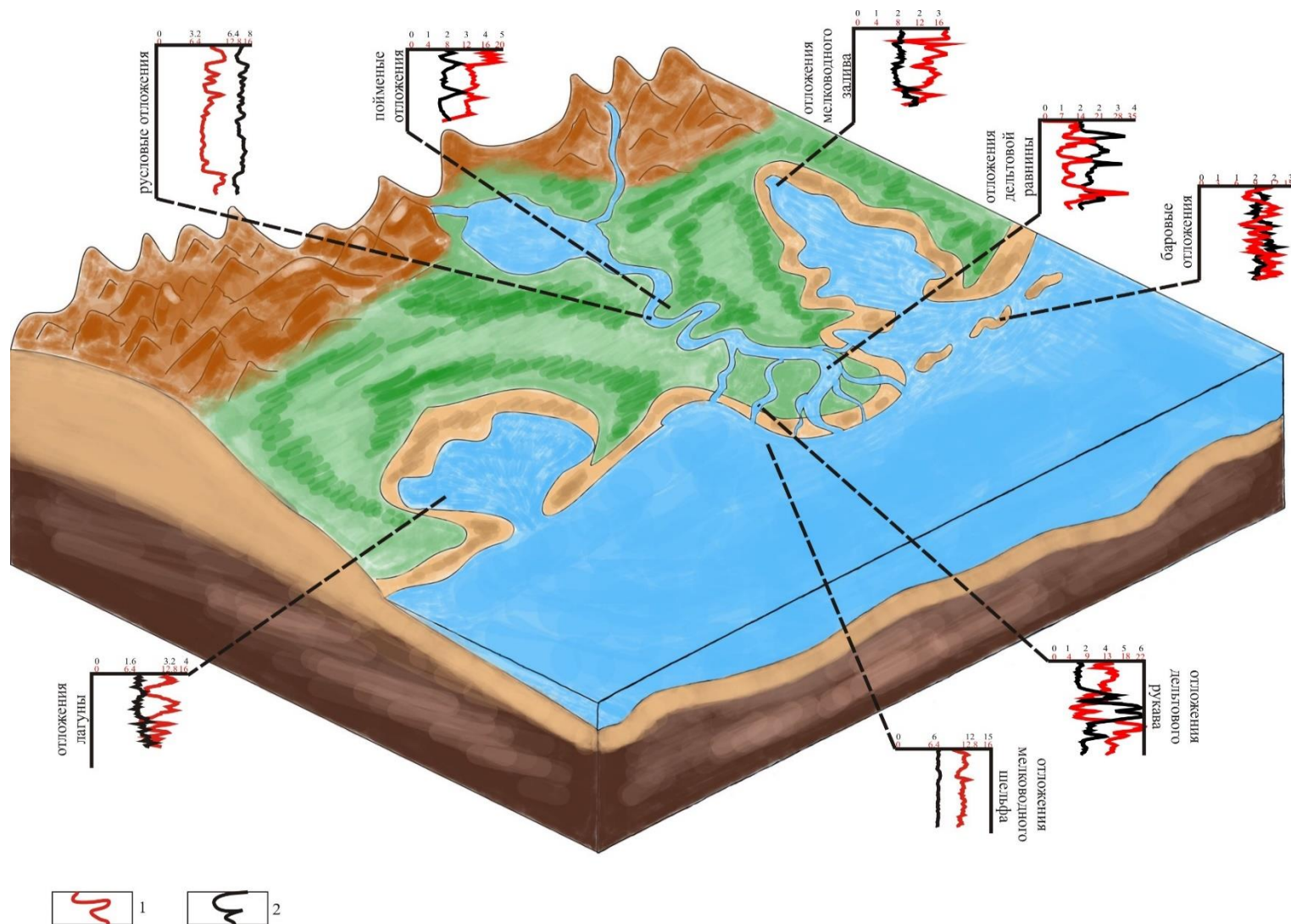


Рис. 13. Наиболее типичные каротажные модели для аллювиальных, дельтовых, прибрежно-континентальных и мелководно-морских обстановок

1 – каротажные кривые ГК, 2 – каротажные кривые НГК.

Стоит отметить, что при изучении горизонта В₁₀ НБА по многим скважинам использовано большое количество каротажного материала для более детального выделения обстановок осадконакопления по площади (рис. 14).

При исследовании парфеновского горизонта изучен значительный объем керна для подразделения горизонта на 6 пачек (П1¹, П1², П2¹, П2², П2³ и П2⁴) и построения палеогеографических схем по П1¹, П1², П2¹ и П2², отражающих обстановки осадконакопления (рис. 15). Пачки П2³ и П2⁴ не рассмотрены, поскольку на большей части территории исследования они сложены алеврито-аргиллитовыми отложениями шельфа и интереса с точки зрения коллекторов не представляют.

Выполненные исследования использованы для построения палеогеографических схем, на основании которых могут быть выделены перспективные участки для обнаружения залежей углеводородов [Бобкова, 2016; Лобанова, 2016; Скузоватов, 2015а, 2015б]. Данные, полученные в ходе исследования, могут быть применены при геологоразведочных работах на поиски углеводородов.

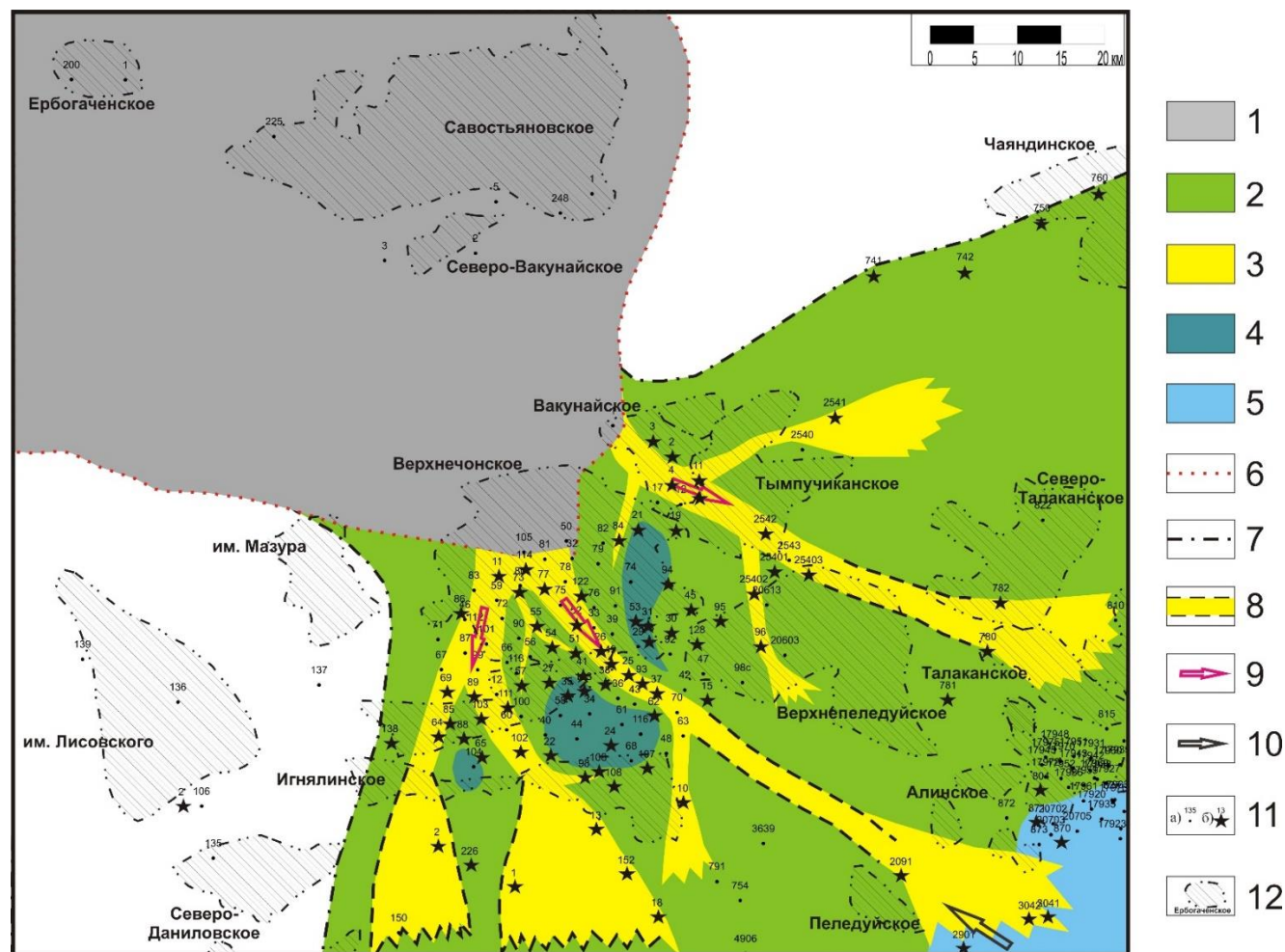


Рис. 14. Палеогеографическая схема горизонта В₁₀ центральных районов Непско-Ботуобинской антеклизы

1 - область отсутствия горизонта В₁₀; 2 - прибрежно-континентальная обстановка; 3 - отложения русел временами пересыхающих и выделенных дельтовых обстановок; 4 - пойменная обстановка; 5 - мелководно-морская обстановка; 6 - граница выклинивания горизонта В₁₀; 7 - граница территории изучения; 8 - предполагаемое расположение каналов потоков; 9 - направление переноса обломочного материала; 10 - направление трансгрессии моря; 11 - скважины: а) пробуренные в исследуемом районе, б) используемые при определении обстановок осадконакопления, 12 - контуры месторождений.

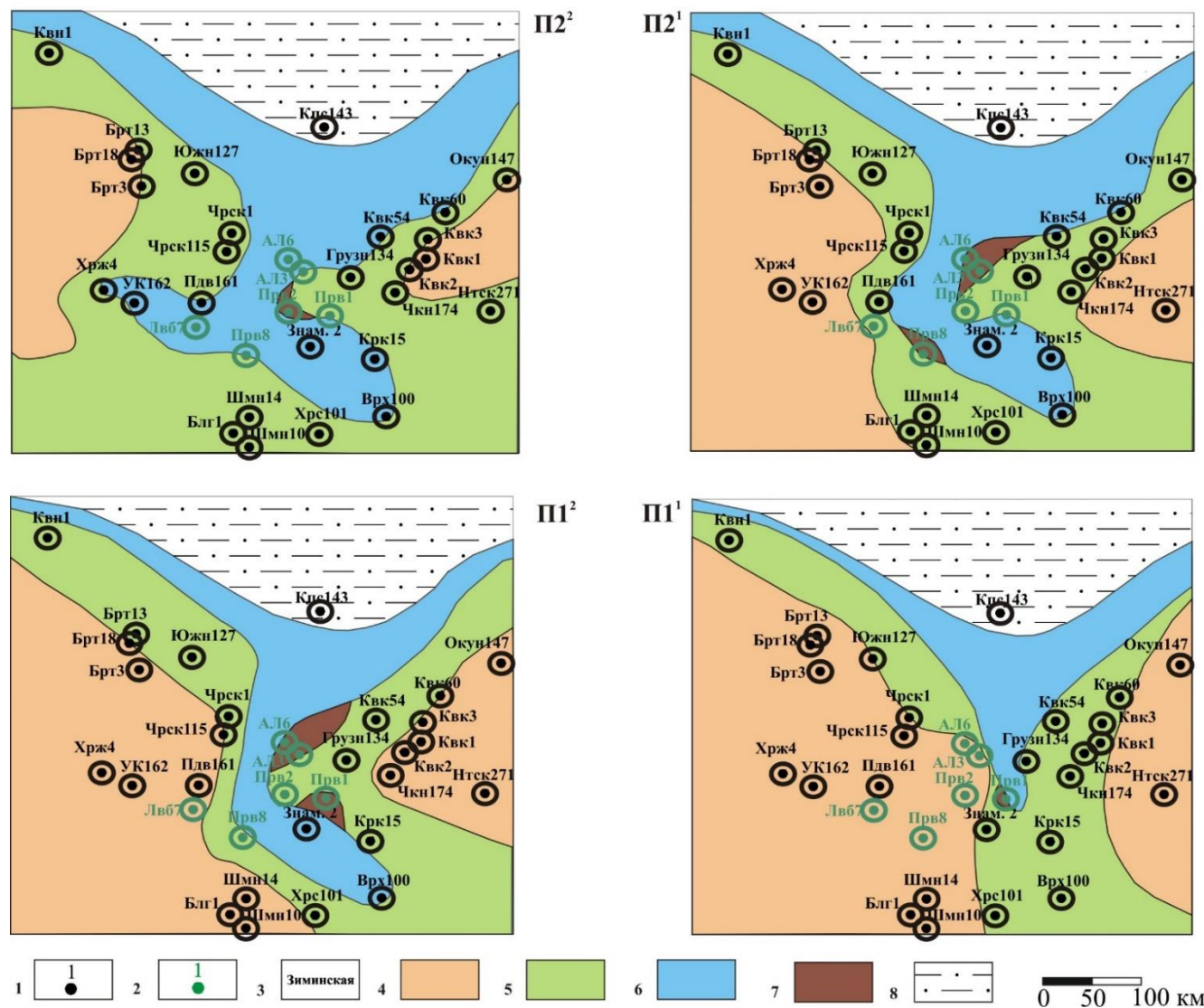


Рис. 15. Палеогеографическая схема для пачек П22, П21, П12 и П11 парфеновского горизонта центральных районов Ангаро-Ленской ступени
 1 – скважины, 2 – скважины, по которым выполнено описание керна, 3 – площади, 4 – аллювиальные отложения, 5 – отложения приливо-отливной равнины, 6 – отложения мелководного шельфа, 7 – отложения баров, 8 – зона перехода терригенных отложений в терригенно-сульфатно-карбонатные.

Литература

Белозёров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Фациальная диагностика по материалам ГИС континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западной Сибири // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. - С. 11-23.

Бобкова Е.В. Особенности осадконакопления и перспективы нефтегазоносности парфёновского горизонта на территории центральной части Ангаро-Ленской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2016. – №6. – С. 46-51.

Лобанова Е.В. Обстановки осадконакопления и перспективы нефтегазоносности горизонта В₁₀ в центральных районах Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа. – 2016. – №6. – С. 63-68.

Моисеев С.А. Особенности распределения ресурсов углеводородов в непском нефтегазоносном комплексе центральных и южных районов Лено-Тунгусской НГП // Геомодель 2015: тезисы докладов 17-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа (г. Геленджик, 7-10 сентября 2015 г.). – 2015. – С. 574-578.

Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. - Л.: Недра, 1984. - 260 с.

Скузоватов М.Ю. Применение комплекса геолого-геофизических данных при прогнозе газонасности вендского терригенного комплекса Ангаро-Ленской зоны газонакопления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2015. - № 6. - С. 26-33.

Скузоватов М.Ю. Разработка методики поиска и разведки газовых месторождений в вендских терригенных отложениях Ангаро-Ленской ступени // Строение литосферы и геодинамика: Материалы XXVI Всероссийской молодежной конференции (г. Иркутск, 20-25 апреля 2015 г.). - Иркутск: Институт земной коры СО РАН, 2015. - С. 170-172.

Bobkova E.V., Lobanova E.V.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, MalcevaEV@ipgg.sbras.ru, LobanovaEV@ipgg.sbras.ru

**COMPLEX APPROACHE TO THE DEPOSITIONAL ENVIRONMENT
RECONSTRUCTION OF TERRIGENOUS ROCKS OF THE PARPHENOV RESERVOIR
UNIT OF THE ANGARA-LENA PETROLEUM AREA AND THE B₁₀ RESERVOIR UNIT
OF THE NEPA-BOTUOBA PETROLEUM AREA (LENA-TUNGUSKA PROVINCE)**

The article deals with the application of the depositional environment reconstruction method based on well-log, core and literature data. This method allows to determine the sedimentation conditions of terrigenous rocks, as demonstrated by the Parphenov reservoir unit (Upper Chorska subformation) of the Angara-Lena petroleum area and the B₁₀ reservoir unit (Nepa Formation) of the Nepa-Botuoba petroleum area (Lena-Tunguska Province).

Parphenov and B₁₀ reservoir units are the most explored in the investigated territories. The analysis allowed to determine four regional facies entities (alluvial, deltaic, coastal-continental and shallow-marine) with appropriate sedimentation conditions of each studied level and typical gamma logging footprint for each depositional environment area.

Keywords: *well-log data, facies sedimentation conditions, Parphenov reservoir unit Angara-Lena petroleum area, B₁₀ reservoir unit Nepa-Botuoba petroleum area, Lena-Tunguska Province.*

References

Belozerov V.B., Brylina N.A. Danenberg E.E. *Fatsial'naya diagnostika po materialam GIS kontinental'nykh i pribrezhno-morskikh otlozheniy yury yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Facies determination based on well-log data of southeastern West Siberia Jurassic continental and coastal-marine deposits]. Problemy geologii i neftegazonosnosti verkhnepaleozoyskikh i mezozoyskikh otlozheniy Sibiri. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1984, p. 11-23.

Bobkova E.V. *Osobennosti osadkonakopleniya i perspektivy neftegazonosnosti parfenovskogo gorizonta na territorii tsentral'noy chasti Angaro-Lenskoy neftegazonosnoy oblasti* [Sedimentation features and petroleum potential of Parphenov reservoir unit in the Central part of Angara-Lena petroleum area]. Geologiya nefti i gaza, 2016, no. 6, p. 46-51.

Lobanova E.V. *Obstanovki osadkonakopleniya i perspektivy neftegazonosnosti gorizonta V₁₀ v tsentral'nykh rayonakh Nepsko-Botuobinskoy anteklizy* [Deposition environments and petroleum potential of reservoir unit V₁₀ in the Central areas of Nepa-Botuoba anteklise]. Geologiya nefti i gaza, 2016, no. 6, p. 63-68.

Moiseev S.A. *Osobennosti raspredeleniya resursov uglevodorodov v nepskom neftegazonosnom komplekse tsentral'nykh i yuzhnykh rayonov Leno-Tungusskoy NGP* [Features of hydrocarbon resources distribution in Nepa petroleum area of the central and southern regions of the Lena-Tunguska petroleum Province]. Geomodel 2015: 17th conference on the exploration and development of oil and gas (Gelendzhik, September 7-10, 2015), 2015, p. 574-578.

Muromtsev V.S. *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel litologicheskikh lovushek nefti i gaza* [Electrometric geology of sand bodies of oil and gas lithological traps]. Leningrad: Nedra, 1984, 260 p.

Skuzovatov M.Yu. *Primenenie kompleksa geologo-geofizicheskikh dannykh pri prognoze gazonosnosti vendskogo terrigenogo kompleksa Angaro-Lenskoy zony gazonakopleniya* [Application of geological and geophysical data for forecast of the gas potential of the Vendian terrigenous sections of the Angara-Lena gas accumulation zone]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2015, no. 6, p. 26-33.

Skuzovatov M.Yu. *Razrabotka metodiki poiska i razvedki gazovykh mestorozhdeniy v vendskikh terrigennykh otlozheniyakh Angaro-Lenskoy stupeni* [Development of methods for prospecting and exploration of gas fields in the Vendian terrigenous terrains of the Angara-Lena step].

The structure of the lithosphere and geodynamics: Proceedings of the XXVI All-Russian Youth Conference (Irkutsk, April 20-25, 2015). Irkutsk: Institute of the Earth's Crust, SB RAS, 2015, p. 170-172.

© Бобкова Е.В., Лобанова Е.В., 2018