

УДК 551.763.1:552.143:553.98 (571.121)

В.А. Жемчугова¹, М.О. Бербенева²¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, e-mail: zem@gds.ru²ООО «Геофизические системы данных», г. Москва, e-mail: berbenev@gds.ru

Основные принципы моделирования структуры природных резервуаров (на примере меловых отложений Западной Сибири)

Меловые отложения, содержащие значительные скопления углеводородов в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне (НГБ), сложены генетически разнородными осадками. Это определяет своеобразие морфологии и структуры приуроченных к ним природных резервуаров, а соответственно, и выбор методики их прогноза. Такой прогноз основывается на результатах седиментационно-емкостного моделирования, выполняемого на базе комплексной интерпретации скважинных и сейсмических данных. В работе представлены основные принципы, положенные в основу интерпретации геолого-геофизических материалов и моделирования структуры и свойств природных резервуаров, связанных с глубоководными конусами выноса, прибрежными, мелко-водно-морскими, континентальными и субконтинентальными обстановками седиментации. Уникальность мелового осадочного комплекса Западно-Сибирского НГБ как объекта такого рода исследований заключается в разнообразии геологических процессов, обеспечивших современное распределение продуктивности недр.

Ключевые слова: седиментационное моделирование; литолого-фациальный анализ; сейсмофациальный анализ; обстановки осадконакопления; сейсмические атрибуты; природные резервуары; ловушки углеводородов.

Введение

Растущий в мире спрос на углеводородное (УВ) сырье стимулирует деятельность нефтяных и газовых компаний по повышению эффективности освоения разведанных и поиску новых запасов нефти, газа и конденсата на объектах, расположенных в сложных природно-климатических условиях Крайнего Севера. Однако отсутствие на большей его части инфраструктуры и транспортной системы делает подобные работы крайне затратными, а зачастую, и экономически невыгодными. Иначе обстоит дело с месторождениями, находящимися в районах с развитой инфраструктурой и в первую очередь вблизи крупных газопроводов. Одним из таких районов является центральная часть Ямало-Ненецкого автономного округа (Рис. 1), где эксплуатируются крупнейшие в мире месторождения. Регион на сегодняшний день обладает значительной ресурсной базой, большая часть которых принадлежит меловому комплексу, с которым связываются основные перспективы поисков залежей нефти и газа.

В основе выбора стратегии поисково-разведочных работ, конечной целью которых является открытие новых месторождений нефти и газа, лежит геологическая модель перспективных территорий, разработанная на базе комплексной интерпретации скважинных геолого-геофизических данных и материалов сейсморазведочных работ. Однако в современной технологической цепочке производственного процесса интерпретации сейсмических данных, как правило, отсутствуют время и место для изучения первичной геологической информации, что зачастую приводит к привлечению гипотез, дале-

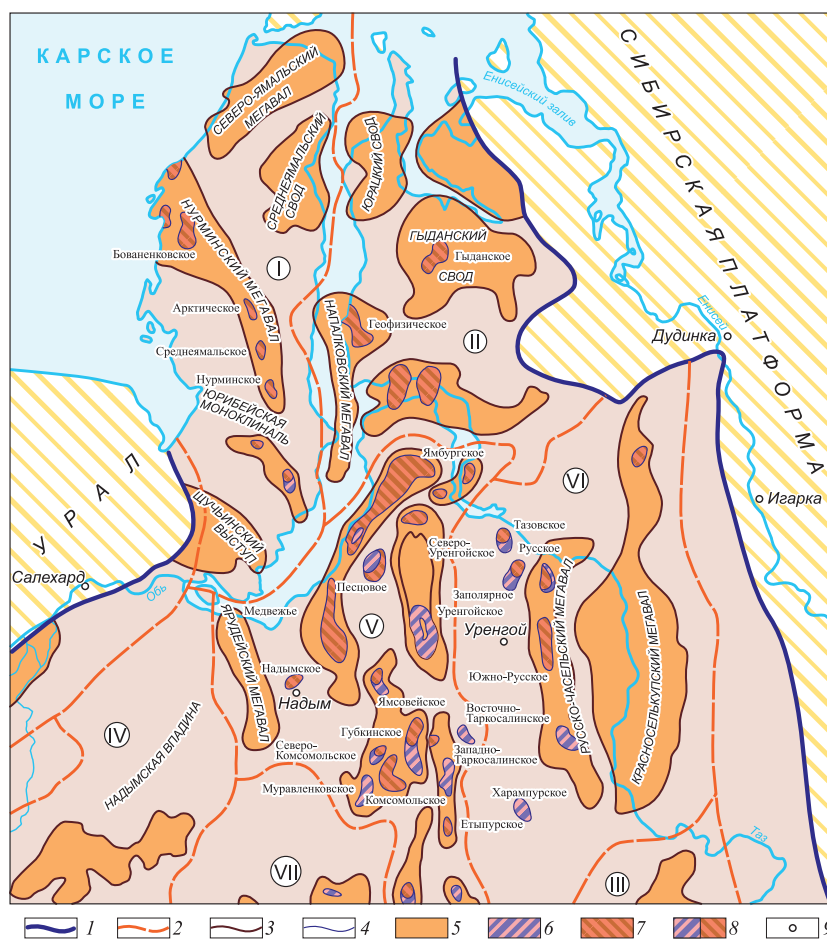


Рис. 1. Карта нефтегазогеологического районирования северной части Западно-Сибирского НГБ (Нефтегазоносные провинции..., 1983, с дополнениями и изменениями): 1-4 – границы: 1 – Западно-Сибирского НГБ, 2 – нефтегазоносных областей (I – Ямальской, II – Гыданской, III – Пайдугинской, IV – Фроловской, V – Надым-Пурской, VI – Пур-Тазовской, VII – Среднеобской), 3 – структур первого порядка (мегавалы и своды), 4 – контуры месторождений; 5 – мегавалы и своды; 6-8 – месторождения: 6 – нефтяные, 7 – газовые и газоконденсатные, 8 – нефтегазоконденсатные; 9 – населенные пункты.

ких от геологических реалий. С другой стороны, прогноз структуры природных резервуаров и фильтрационно-емкостных свойств слагающих их отложений, базирующийся на литолого-фациальном и петрофизическом анализе, осуществляется, как правило, без использования сейсмических материалов. Взаимная «невостребованность» результатов работ геологов и геофизиков снижает степень достоверности автономно создаваемых ими моделей природных объектов.

По нашему мнению, процесс интерпретации любых геофизических данных должен сопровождаться определенным «седиментационным» контролем, поскольку только с помощью корректной седиментационной модели, разработанной с использованием новейших достижений научной и практической геологии, можно определить, какие осадочные тела будут присутствовать на изучаемом участке, каков характер наложения в этих телах, как и куда они могут смещаться в процессе изменения седиментационной ситуации и, соответственно, каким образом эти тела будут отображаться в волновом сейсмическом поле. Особенности изменения последнего служат для детализации модели осадконакопления, а использование детальных литологических исследований, в свою очередь, позволяет прогнозировать «внутреннее наполнение» осадочных тел и его изменение в пространстве и времени, зачастую не отображающиеся в волновом поле в силу определенной разрешающей способности сейсмического метода.

Результаты применения комплексного подхода к построению моделей природных резервуаров на основе глубокой интерпретации геолого-геофизических данных можно проиллюстрировать на примере меловых отложений северных районов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Выделяемые в их составе резервуары сложены генетически разнородными осадками, иллюстрирующими значительную часть спектра обстановок обломочного осадконакопления. Так, ачимовские песчаные тела, представляющие собой отложения подводных конусов вы-

носа, формировались у подножья склона глубоководной впадины; так называемые «шельфовые пласты» – в прибрежных участках мелководного шельфа; песчаники верхнего мела – главным образом, на континенте. Это определяет своеобразие морфологии и структуры приуроченных к ним природных резервуаров, а соответственно, и выбор методики их прогноза.

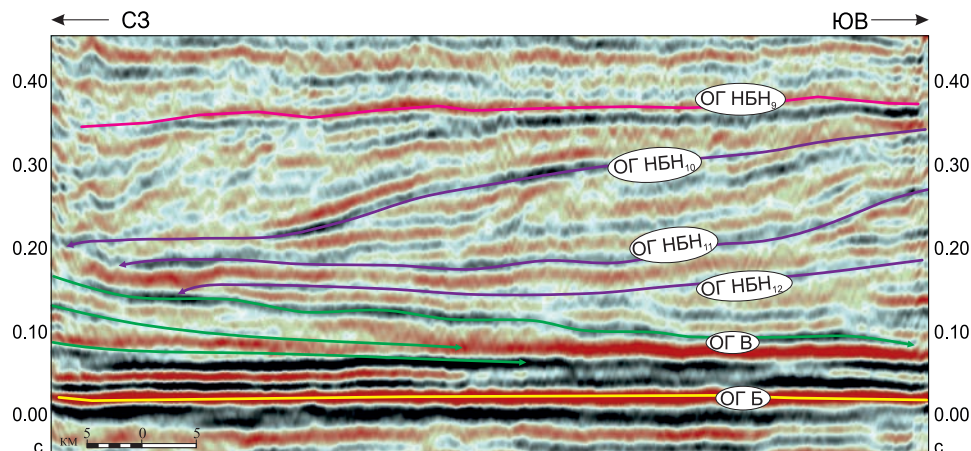


Рис. 2. Фрагмент временного разреза, иллюстрирующий поведение клиноформ западного (фиолетовый) и восточного (зеленый) падения (Черепанов и др., 2011).

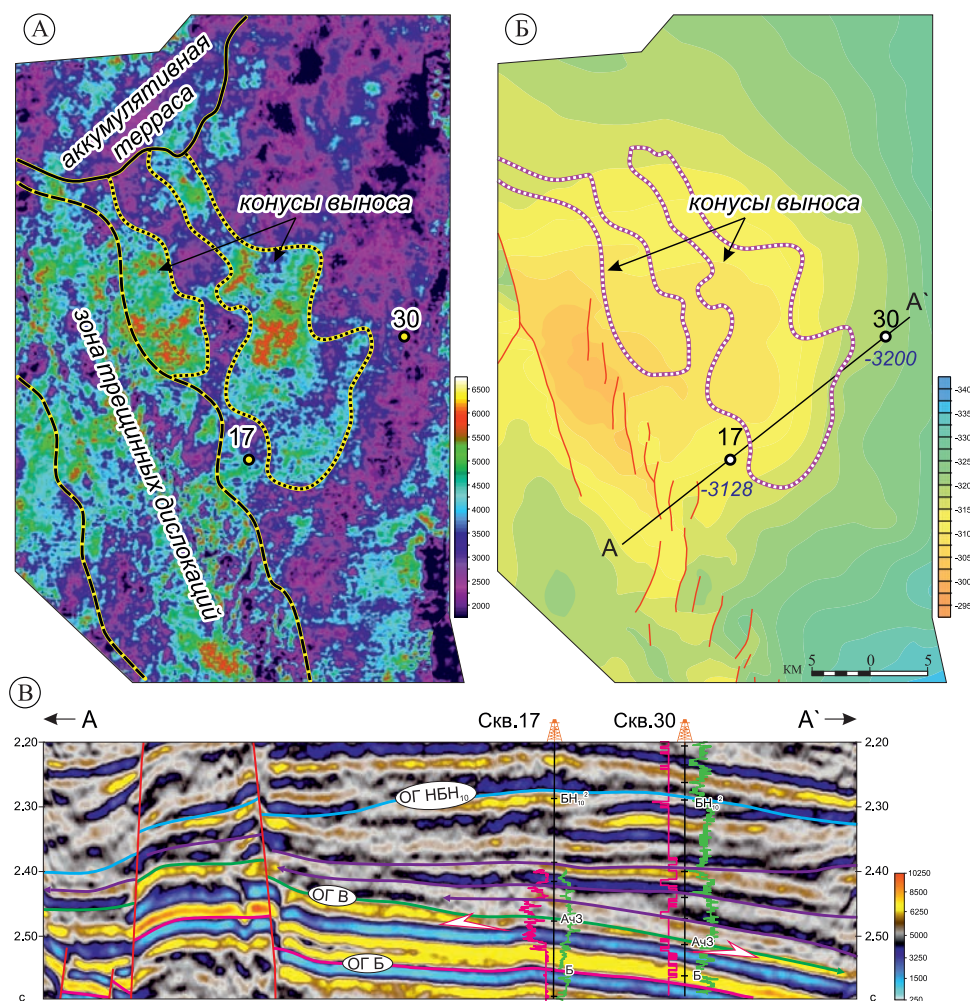


Рис. 3. Отображение конусов выноса в фондоформенной части клиноформ восточного падения в волновом сейсмическом поле (Черепанов и др., 2011): А – карта средних значений абсолютных амплитуд в окне 4 мс вдоль ОГ В; Б – структурная карта кровли пласта А43 с вынесенным контуром перспективного объекта; В – фрагмент вертикального среза куба псевдоакустического импеданса в неокомском интервале разреза.

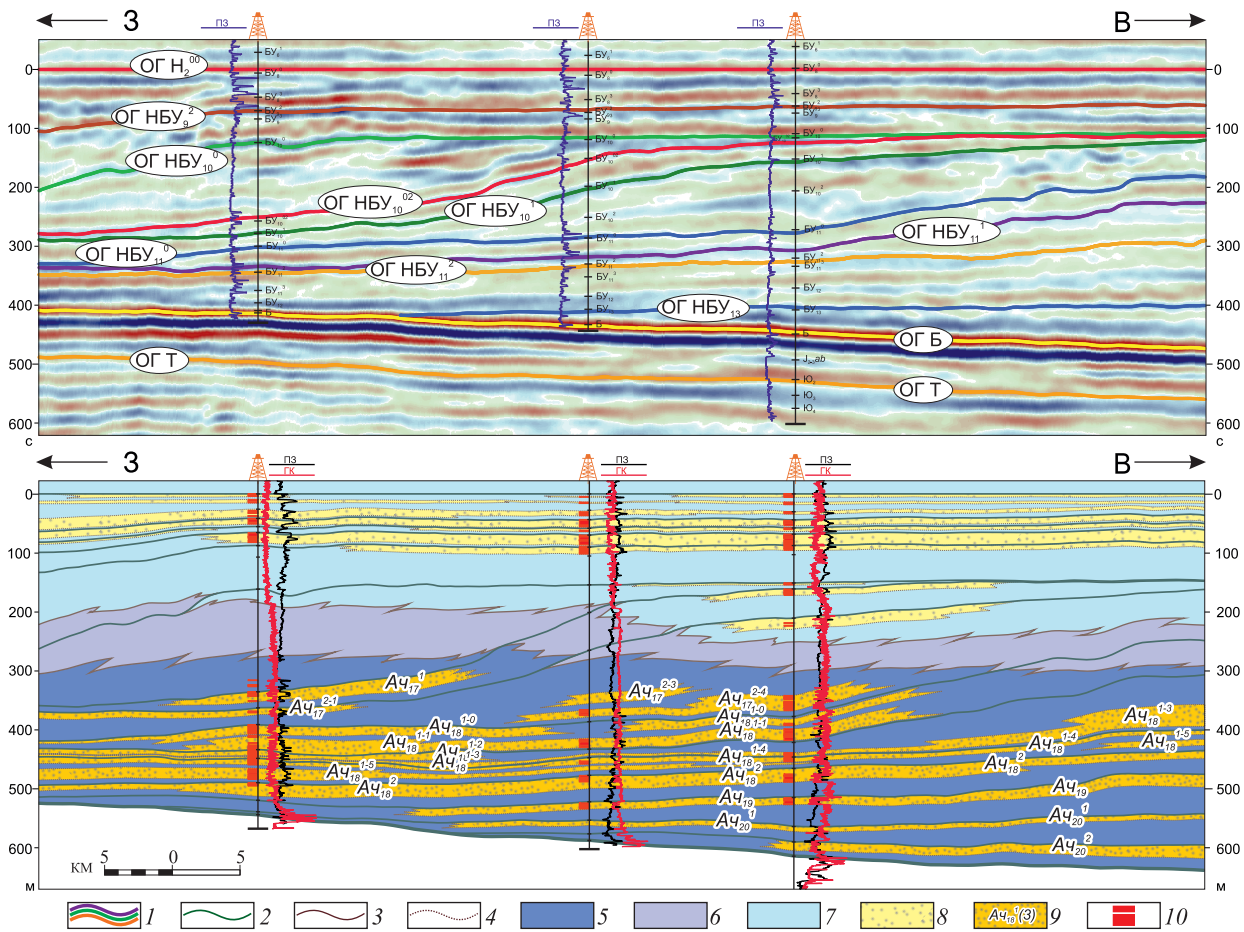


Рис. 4. Сейсмофациальный профиль неокомских отложений: 1 – отражающие горизонты; 2-4 – границы: 2 – пластов, 3 – литолого-фациальных зон, 4 – осадочных тел; 5-7 – фациальные комплексы: 5 – глубоководной впадины, 6 – склона глубоководной впадины, 7 – мелководного шельфа; 8-9 – песчаные тела: 8 – проградирующего побережья, 9 – глубоководных конусов выноса; 10 – эффективные толщины.

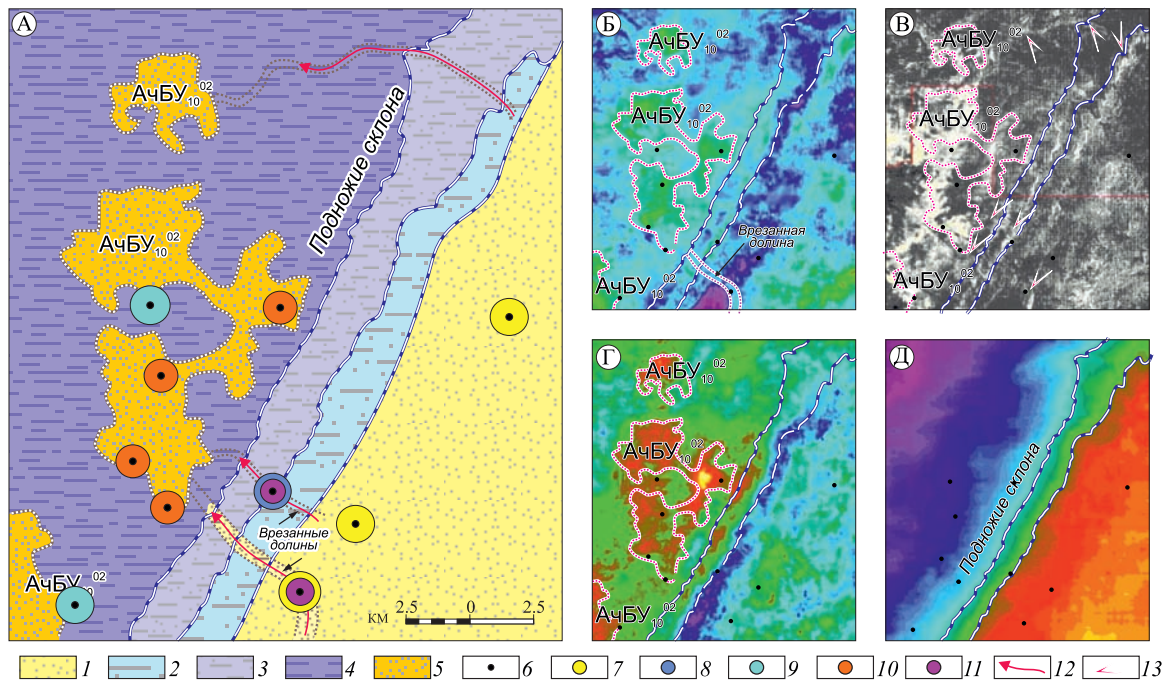


Рис. 5. Сейсмогеологическая модель пласта АчБУ₁₀⁰²: А – схема фациального районирования; Б – карта средних значений абсолютных амплитуд в окне 4 мс вдоль ОГ НБУ₁₀²; В – срез куба когерентности вдоль ОГ НБУ₁₀²; Г – карта средних значений псевдоакустического импеданса, рассчитанных в стратиграфическом окне пласта; Д – карта временных толщин между ОГ НБУ₁₀¹ и НБУ₁₀²: 1-5 – зоны преобладающего развития отложений: 1 – нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны, 2 – мелководного шельфа, 3 – бровки аккумулятивной террасы, 4 – глубоководного шельфа, 5 – глубоководных конусов выноса; 6 – местоположения скважин; 7-11 – преобладающий тип отложений в разрезе скважины: 7 – песчаники и алевролиты побережья, 8 – аргиллиты склона глубоководной впадины, 9 – алевролиты и аргиллиты дистальных частей конусов выноса, 10 – песчаники проксимальных частей конусов выноса, 11 – песчаники заполнения врезанных долин; 12 – направления древних потоков; 13 – маркеры русловых аномалий.

Одним из необходимых условий успешного прогнозирования пространственного распределения песчаных тел, способных содержать УВ флюид, служит разработка корректной седиментационной модели продуктивных отложений. Она базируется на результатах литолого-фациального и циклического анализов, реализованных в рамках методических приемов стратиграфии секвенций (Mitchum, 1977; Van Wagoner et al., 1990).

Седиментационные модели резервуаров глубоководных конусов выноса

Согласно существующим представлениям (Нежданов и др., 2000; Карогодин, 1980; 1996; Нежданов, 1988; Карогодин и др., 2000; Соседков, Четвертных, 1995), неокомские отложения Западной Сибири имеют четко выраженное циклитовое строение, обусловленное трансгрессивно-регрессивным режимом развития бассейна осадконакопления в раннемеловую эпоху. Структура сформированных в течение седиментационного цикла осадочных комплексов (клинотем) отражает, во-первых, изменения относительного уровня моря, регистрирующего суммарный эффект проявления тектоники и эвстатики, а во-вторых, количество привносимого с континента обломочного материала. Каждый из таких комплексов состоит из фондо-, клино- и ундоформенных элементов (Сейсмическая..., 1982), сложенных комплексом глубоководных, склоновых и мелководных (прибрежно-морских) осадков соответственно.

Наибольший нефтегазопроисловый интерес среди глубоководных отложений имеют песчаные тела конусов выноса. Их накопление происходило в моменты максимальных регрессий, когда мелководная часть шельфа осушалась, и на склоне относительно глубоководной впадины начинали действовать процессы массопереноса, выраженные в виде оползней, грязевых потоков и турбидитовых течений. С последующим повышением относитель-

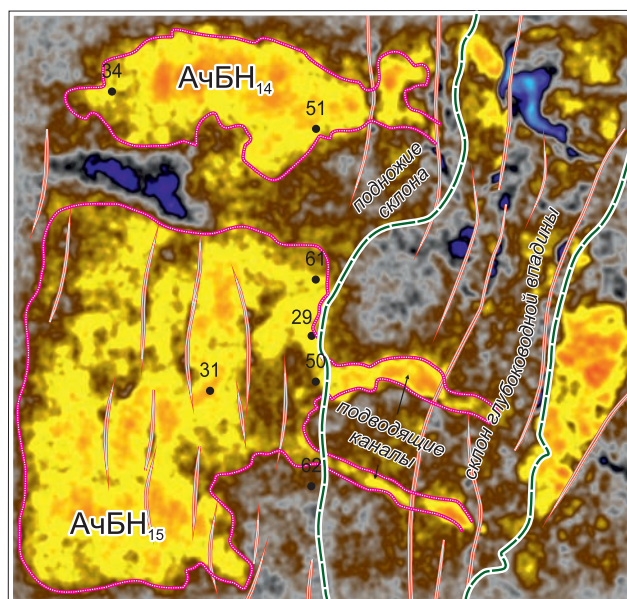


Рис. 7. Отображение структуры глубоководного конуса выноса в волновом сейсмическом поле (Черепанов и др., 2011).

ного уровня моря, сопровождавшимся трансгрессией и возобновлением осадконакопления на шельфе и в прибрежной зоне, во впадине начинала преобладать глинистая седиментация. Эта последовательность, неоднократно повторяясь, приводила к формированию природных резервуаров, состоящих из песчаных коллекторов и глинистых экранов.

При таком механизме формирования клиноформенных осадочных комплексов каждый из них содержит два седиментационных маркера, отражающих резкие смены процесса осадконакопления. Это поверхности размыва с субаэральными признаками и трансгрессивные поверхности (и как частный случай – поверхности максимально-

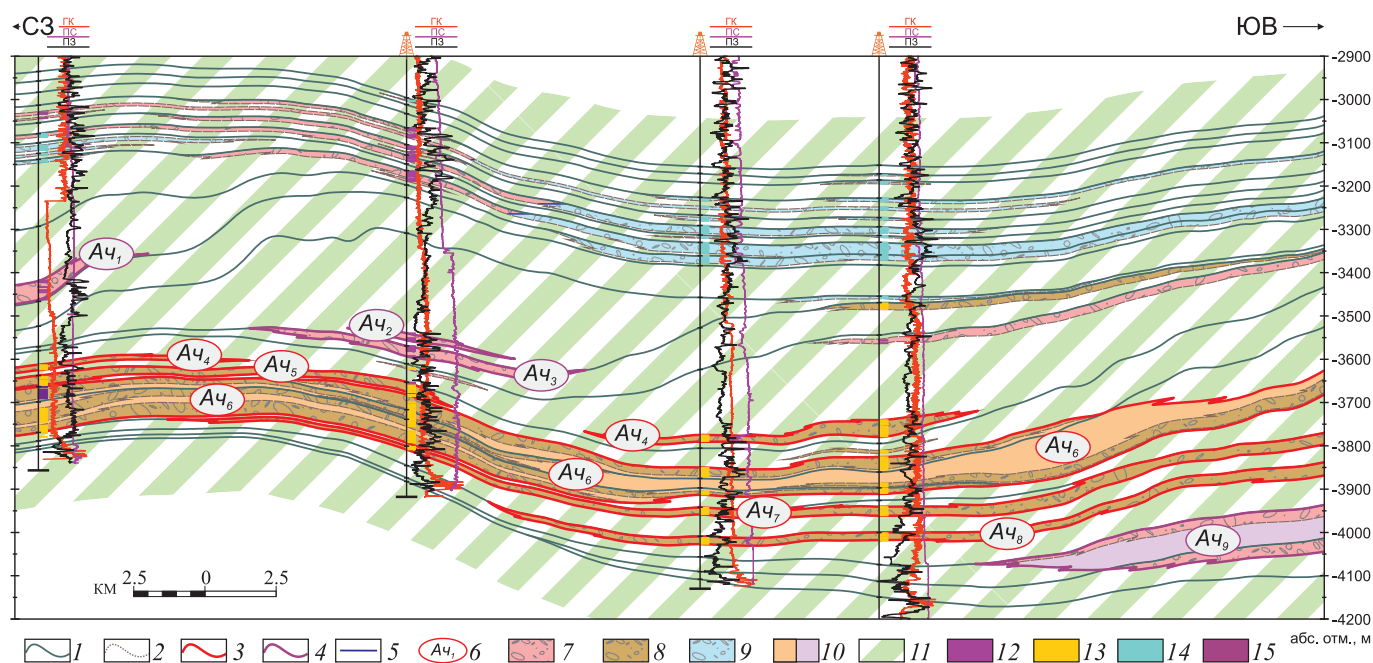


Рис. 6. Схема строения залежей УВ в ачимовских отложениях: 1-4 – границы: 1 – пластов, 2 – песчаных тел, 3 – нефтяных залежей, 4 – газовых залежей; 5 – флюидные контакты; 6 – индексы залежей; 7-9 – осадочные тела: 7 – газонасыщенные, 8 – нефтенасыщенные, 9 – водонасыщенные; 10-11 – флюидоупоры: 10 – внутррезервуарные, 11 – межрезервуарные; 12-15 – характер насыщения по данным ГИС: 12 – газ, 13 – нефть, 14 – вода, 15 – возможен продукт.

го затопления). Первые, как правило, практически не проявляются в волновом поле, вторые, наоборот, образуют устойчивые отражения, которые и отождествляют с соответствующими отражающими горизонтами (ОГ).

Обломочный материал, проградационно заполнявший морской бассейн, поступал в основном с Сибирской платформы и в меньшей степени с Урала, определяя образование двух систем клиноформ – западной и восточной. Обе они фиксируются в разрезе неокома северо-западных районов Западно-Сибирского НГБ (Рис. 2). Следует отметить,

что, несмотря на бытующие представления о преимущественно алевро-пелитовом составе осадков «уральских» фондоформ (Карогодин и др., 1995), они могут включать достаточно мощные песчаные тела, с которыми связаны неантиклинальные ловушки УВ. Такие ловушки, к примеру, выявлены на Ныдинском участке Медвежьего месторождения (Рис. 3) в результате проведения здесь сейсморазведочных работ 3D (Черепанов и др., 2011).

Клиноформы западного падения, сформировавшиеся за счет сибирских источников сноса, проявляются в вол-

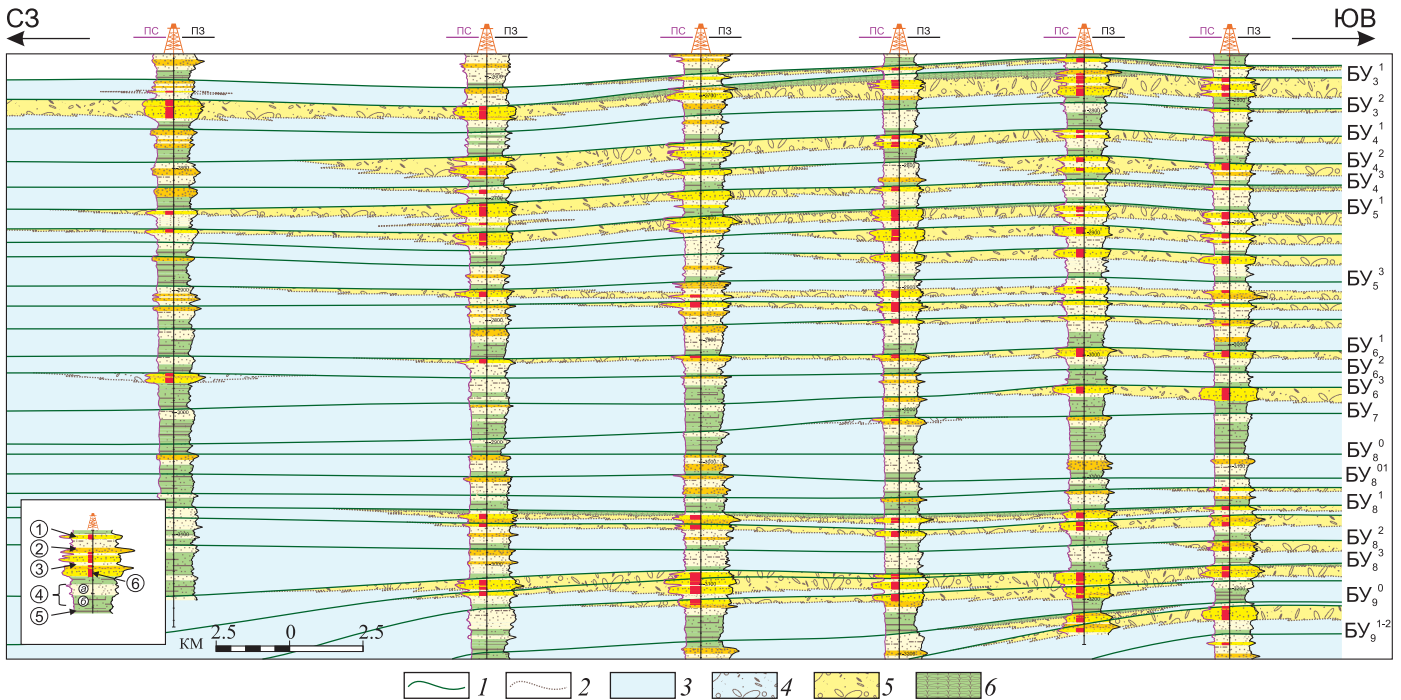


Рис. 8. Положение песчаных тел в структуре «шельфовых» пластов: 1-2 – границы: 1 – промысловых пластов, 2 – песчаных тел; 3-6 – осадочные комплексы: 3 – мелководного шельфа и переходной зоны, 4 – песчаных гряд, 5 – предплясевой зоны и нижнего пляжа, 6 – забарьерной лагуны; в эталонных разрезах скважин: 1 – пористые песчаники, 2 – плотные песчаники, 3 – алевриты, 4 – переслаивание алевритов и глин с преобладанием алевритовой (а) и глинистой компоненты (б), 5 – глины, 6 – эффективные толщины.

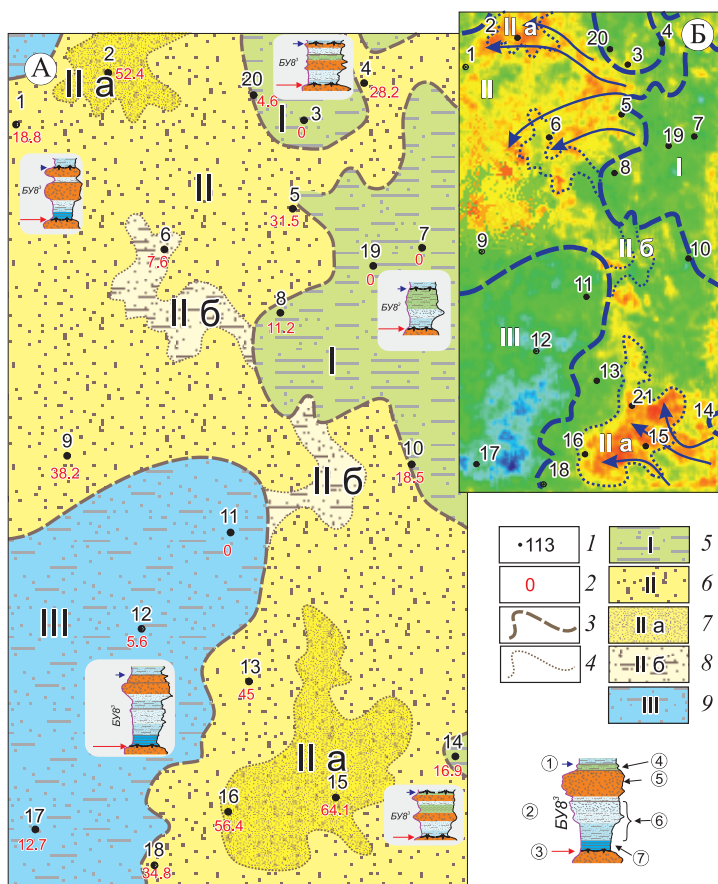


Рис. 9. Пример литолого-фациального районирования «шельфового» пласта БУ₈³: А – схема фациальной зональности пласта БУ₈³; Б – карта опорного сейсмического атрибута (Жемчугова и др., 2007): 1 – разведочные скважины; 2 – коэффициент песчаности; 3-4 – границы: 3 – литолого-фациальных зон; 4 – литолого-фациальных подзон; 5-9 – зоны преобладающего развития отложений: 5 – забарьерной лагуны, 6 – нижнего пляжа и верхней предплясевой зоны, 7 – дельтовых конусов (?), 8 – межостровных протоков (?), 9 – переходной зоны; в эталонных разрезах скважин: 1 – кровля пласта, 2 – индекс пласта, 3 – подошва пласта; отложения: 4 – забарьерной лагуны, 5 – нижнего пляжа и верхней предплясевой зоны, 6 – переходной зоны, 7 – мелководного шельфа.

новом поле более отчетливо, чем восточные, и с ними связано большое число нефте- и газонасыщенных песчаных резервуаров. К примеру, в разрезе неокома Ямбургского месторождения присутствует около двух десятков таких песчаных линз (Рис. 4); большая часть из них заполнена УВ флюидом (Жемчугова и др., 2007).

Исходя из особенностей формирования ачимовских песчаников, основными критериями для их выделения могут служить следующие условия (Рис. 5):

- наличие в разрезе скважин сложнопостроенных пакетов песчаных пластов толщиной около 50-60 м, отделенных от смежных тел «устойчивыми» трансгрессивными глинистыми пачками;
- близость склона глубоководной впадины, у подножия которого существовали условия для аккумуляции обломочного материала, приносимого с мелководного шельфа;
- присутствие эрозионных врезов на склоне, свидетельствующих о развитии зон транспортировки алевро-песчаных осадков;

- увеличение толщин пласта по отношению к седиментационному тренду;

- пониженные значения псевдоакустических импедансов по сравнению с вмещающими породами.

В скважинах конусы выноса представлены средне-мелкозернистыми граувакковыми песчаниками, в различной степени алевритистыми и глинистыми, в отдельных прослоях с глинистыми интракластами, «плавающими» внутри песчаного субстрата. Для песчаников характерна горизонтальная, волнистая и косоволнистая слоистость, подчеркнутая тонкими (до 1 мм) слоями аргиллита и намывами углистого детрита. Иногда слоистость нарушена оползанием осадка; присутствуют прослои с конволютной слоистостью и знаками ряби; на границе с алевролитами встречаются песчаные инъекции (нептунические дайки).

Разделяются песчаники выдержанными глинистыми пачками, сложенными равноориентированными агрегатами глинистых (хлорит-гидрослюдистых) минералов с включениями мелкоглобулярного пирита, сидерита, аути-

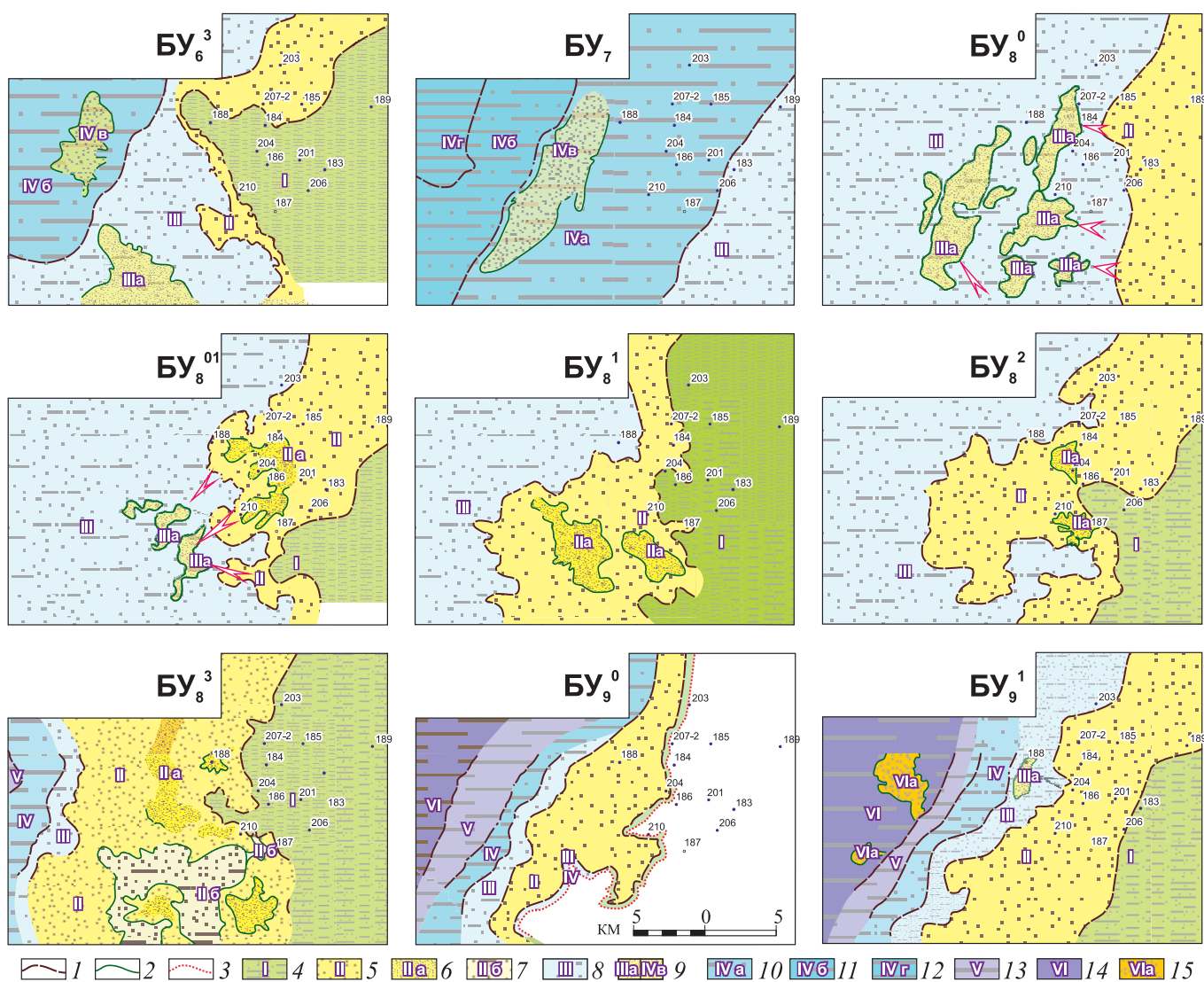


Рис. 10. Схемы литолого-фациального районирования «шельфовых» пластов Ямбургского месторождения: 1-3 – границы: 1 – литолого-фациальных зон, 2 – литолого-фациальных подзон, 3 – отсутствия отложений; 4-15 – зоны преобладающего развития отложений: 4 – забарьерной лагуны, 5 – нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны, 6 – дельтовых конусов (?), 7 – межостровных проток (?), 8 – нижней предпляжевой и переходной зоны, 9 – песчаных гряд, 10 – шельфовых равнин, 11-12 – впадин на шельфе с компенсированным (11) и некомпенсированным (12) осадконакоплением, 13 – склона впадины, 14 – глубоководной впадины, 15 – донных конусов выноса.

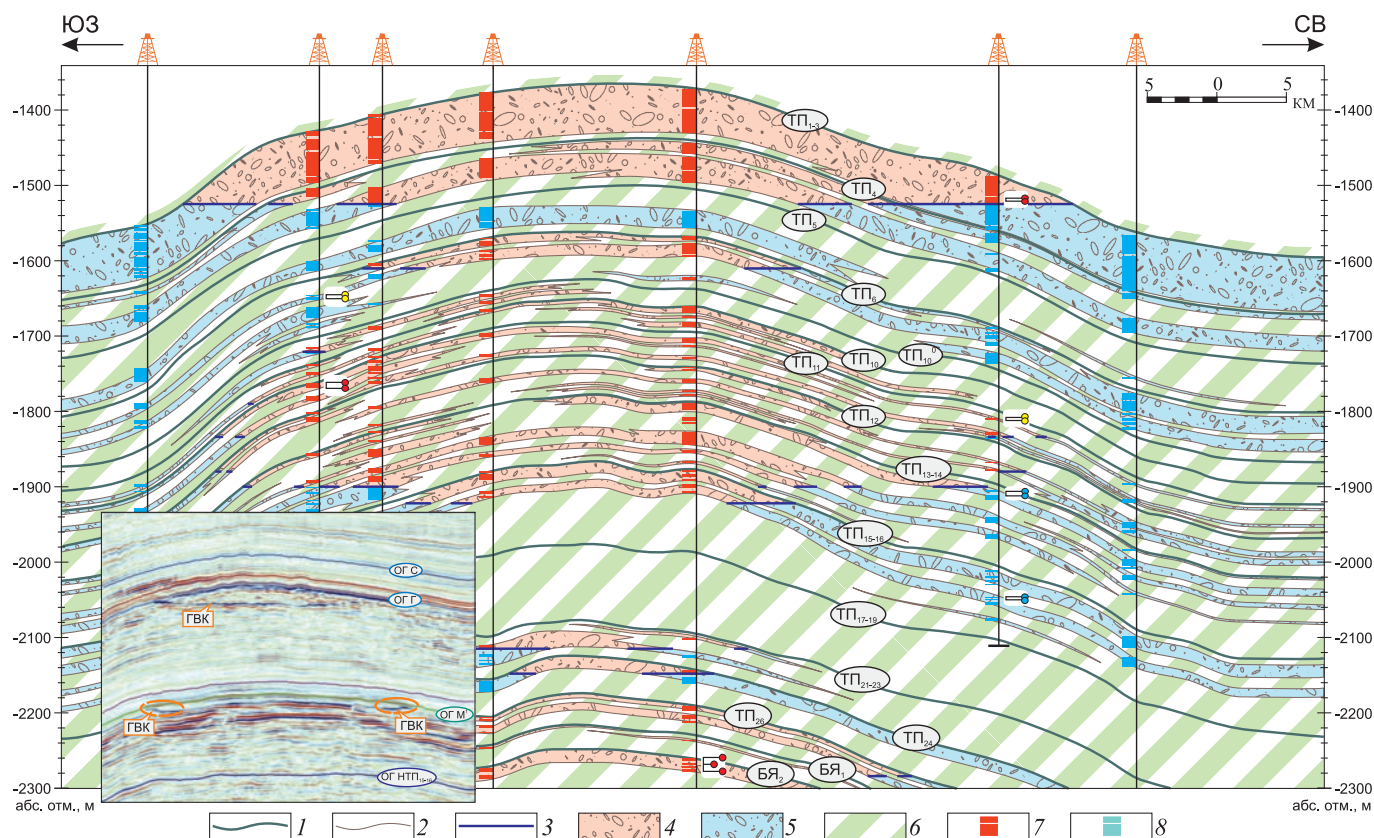


Рис. 11. Схема строения залежей УВ в меловых отложениях Харасавэйского месторождения: 1-2 – границы: 1 – пластов, 2 – песчаных тел; 3 – флюидные контакты; 4-6 – осадочные тела: 4 – газонасыщенные, 5 – водонасыщенные, 6 – непроницаемые; 7-8 – характер насыщения по ГИС: 7 – газ, 8 – вода.

генных кальцита и доломита.

Пространственное взаиморасположение песчаников и аргиллитов обеспечивает создание наиболее благоприятных условий для аккумуляции УВ и консервации их скоплений (Рис. 6).

Такие же конусы выноса вскрыты бурением в разрезе неокома Медвежьего мегавала (Рис. 7). К сожалению, как показывают результаты бурения и испытания скважин, здесь они в значительной степени обводнены, однако не исключено, что отдельные тектонически экранированные фрагменты выявленных конусов могут содержать небольшие залежи УВ.

Седиментационные модели резервуаров прибрежных и мелководно-морских отложений

Ундоформенные элементы клиномет, накопление которых связано с прибрежными и мелководно-морскими обстановками осадконакопления, содержат песчаные тела, выделяемые как «шельфовые» продуктивные пласты. Слагающие их песчаники характеризуются преимущественно аркозовым составом, низкой степенью катагенетической преобразованности ($МК_1$ - $МК_2$), достаточно высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Все «шельфовые» пласты имеют одинаковую архитектуру: в основании каждого из них расположены наиболее глубоководные фации, вверх по разрезу пласта осадки последовательно «обмеляются», отражая заполнение прибрежной части шельфа и регрессию моря (Рис. 8).

Поскольку накопление песков на шельфе лимитируется зоной нижнего пляжа и предпляжевой зоной, простран-

ственное смещение последних по мере развития регрессии провоцирует миграцию песчаных тел по профилю седиментации (от берега к морю). Эти тела формируют различные по протяженности покровы, которые латерально и вертикально замещаются существенно глинистыми отложениями лагун и (или) прибрежных равнин.

Интенсивность продвижения песчаных тел во время седиментационного цикла зависит от многих факторов, но главными среди них являются величина аккомодационного (осадкоемкого) пространства, создаваемого в результате повышения относительного уровня моря в начале цикла, и количество приносимого с континента обломочного материала. Кроме того, ширина песчаных покровов варьирует в зависимости от величины наклона дна бассейна осадконакопления.

Для литолого-фациального районирования «шельфовых» пластов обычно используются следующие данные:

- характер изменения толщин пласта;
- долевое участие в структуре пласта выделенных литотипов и их парагенезов;
- результаты динамического анализа волнового поля (Рис. 9).

Результаты такого районирования, выполненные, к примеру, для некоторых пластов Ямбургского месторождения (Жемчугова и др., 2007), иллюстрирует рисунок 10.

Седиментационные модели резервуаров континентальных отложений

Большую часть верхнемелового разреза Западно-Сибирского НГБ слагают отложения, имеющие континентальный генезис, накопление которых связано с ал-

лювиальными равнинами. Длительное существование речной системы в условиях медленного погружения земной коры приводит к формированию мощной толщи аллювиальных отложений, сложенной циклично построенными песчано-алевро-глинистыми осадками и протягивающейся на десятки и сотни километров, в которой песчаные пласты-коллекторы имеют крайне прихотливое распространение.

Основной задачей обоснования строения залежей или перспективных объектов в таких разрезах становится выполнение корректной стратификации и поплавовой корреляции последних. Решение этой задачи также осуществляется с применением результатов седиментологического анализа – в качестве определяющих границ используются хроностратиграфические поверхности.

Для разрезов, формирование которых связано со стабильными условиями и близкими скоростями накопления осадка в бассейне, корреляция обычно не вызывает затруднений, поскольку наиболее значимые изменения этих условий отображаются в смене вещественного состава пород. Это, в свою очередь, отражается на каротажных диаграммах, поэтому «похожесть» последних может служить основой для проведения границ пластов. Так, достаточно просто выполнить корреляцию разрезов отложений, накопившихся в прибрежных условиях, поскольку во время затоплений, вызванных быстрым повышением относительного уровня моря, происходит резкая смена состава пород, легко диагностируемая как в керне, так и на каротажных кривых. Образующиеся таким образом трансгрессивные поверхности (и их частный случай – поверхности максимального затопления) играют роль седиментационных маркеров, по которым разрезы сопоставляются между собой.

Иначе дело обстоит с разрезами, сформированными континентальными отложениями. В этом случае применение литостратиграфического подхода приводит к многочисленным ошибкам, когда песчаники различных осадочных циклов объединяются в единое тело. Эта проблема может быть решена лишь на основе хроностратиграфических построений. И в качестве основных коррелятивных поверхностей для этого также используются поверхности, сформированные во время максимальных затоплений. В разрезе аллювиальных отложений такие затопления отражены в смене существенно песчаной седиментации глинистой или углистой (Позаментьер, Аллен, 2014).

Реализацию такого подхода к уточнению строения залежей УВ в верхнемеловых песчаных линзах Харасавэйского месторождения иллюстрирует рисунок 11.

Выявленные закономерности пространственного поведения песчаных тел используются для количественного прогноза их фильтрационно-емкостных свойств. Построение карт прогнозных параметров осуществляется с применением геостатистического подхода. Эта методика основана на выявлении статистической зависимости между коллекторскими свойствами целевых интервалов и сейсмическими атрибутами. Выбор окон для расчета динамических атрибутов выполняется на основе сейсмической привязки и сейсмогеологического моделирования, базирующегося на петрофизических зависимостях упругих и емкостных параметров. Но в качестве кон-

троля при выборе зависимости используется геологическая информация, полученная на предыдущих этапах: рассчитанный опорный атрибут не должен противоречить выявленным закономерностям распределения на рассматриваемой площади генетически разнородных осадков. Иногда при этом удается разбить выборку на отдельные кластеры, отвечающие разным фациальным зонам. Часто оказывается, что независимый прогноз внутри каждой из зон с последующей их сшивкой дает более качественный результат, чем при анализе всей выборки одновременно (Жуков и др., 2006).

Заключение

Таким образом, в основе прогноза структуры и свойств природных резервуаров лежит комплексный анализ геолого-геофизической информации. Включение в технологическую цепочку построения модели резервуара многопрофильных исследований снижает степень неопределенности полученной модели, что, в свою очередь, увеличивает достоверность прогнозируемых для него параметров.

Литература

- Жемчугова В.А., Жуков А.П., Эпов К.А. и др. Применение технологии моделирования структуры природных резервуаров для неокосских отложений Ямбургского месторождения. Доклады XII координационного геологического совещания ОАО Газпром. 2007. С. 43-58.
- Жуков А.П., Жемчугова В.А., Эпов К.А. и др. Прогнозирование структуры и свойств природных резервуаров на основе комплексной интерпретации сейсмических и скважинных геолого-геофизических данных. Технологии сейсморазведки. 2006. № 1. С. 69-78.
- Карогадин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М.: Недра, 1980.
- Карогадин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокоса (системно-литологический подход). Новосибирск: Изд-во СО РАН. 2000.
- Нежданов А.А. Основные закономерности строения сейсмостратиграфических комплексов неокоса Западной Сибири. Геофизические методы при обосновании объектов нефтегазопроисковых работ в центральных районах Западной Сибири. Тюмень: Изд-во ЗапСибНИГНИ. 1988. С. 62-70.
- Нежданов А.А., Пономарев В.А. и др. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Академия горных наук. 2000.
- Нефтегазоносные провинции СССР (справочник). Под ред. Г.Х. Дикенштейна, С.П. Максимова, В.В. Семеновича. М.: Недра. 1983.
- Позаментьер Г., Аллен Дж.П. Секвенная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2014.
- Сейсмическая стратиграфия. Под ред. Ч. Пейтона. М.: Мир. 1982.
- Соседков В.С., Четвертных В.П. Строение ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны по данным сейсморазведки. Геология нефти и газа. 1995. №2. С. 28-34.
- Черепанов В.В., Парасына В.С., Жуков А.П. и др. Перспективы поиска скоплений углеводородов в меловых отложениях Медвежьего мегавала. Технологии сейсморазведки. 2011. №2. С. 49-58.
- Mitchum R.M. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 1: Glossary of terms used in seismic stratigraphy. *Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration*. Tulsa, Oklahoma: AAPG. 1977. Mem. 26. Pp. 205-212.
- Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion K.M., Rahmanian V.D. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concepts for high resolution correlation of time and facies. *AAPG Methods in exploration Series*. Tulsa, Oklahoma. 1990.

Сведения об авторах

Валентина Алексеевна Жемчугова – доктор геолого-минералогических наук, профессор, Геологический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

119234, Москва, ул. Ленинские горы, д.1
Тел: +7(495)234-27-94 (доб. 132)

Максим Олегович Бербенеv – ведущий геолог
ООО «Геофизические системы данных»
117198 Москва, Ленинский пр-т 113/1, Парк-Плейс,
оф. Е-313
Тел: +7(495)234-27-94 (доб. 130)

Basic principles for modeling reservoir structure (on the example of Cretaceous deposits of the Western Siberia)

V.A. Zhemchugova¹, M.O. Berbenev²

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, e-mail: zem@gds.ru

²Geophysical Data Systems Ltd, Moscow, Russia, e-mail: berbenev@gds.ru

Abstract. Cretaceous deposits contain significant hydrocarbon accumulations in the West-Siberian oil and gas basin and have genetically heterogeneous composition. This determines the uniqueness of associated reservoirs morphology and structure, and as a consequence forecast methods used. This forecast is made by sedimentation-reservoir modeling based on complex interpretation of well and seismic data.

The paper presents the basic interpretation principles of geological and geophysical data, modeling of structure and properties of reservoirs associated with deep alluvial cones, shore, shallow-sea, continental and subcontinental sedimentary conditions. The uniqueness of Cretaceous deposits of West-Siberian oil and gas basin concludes in various geological processes which provided a modern distribution of mineral resources productivity.

Keywords: sedimentation modeling, litho-facies analysis, seismic facies analysis, sedimentary conditions, seismic attributes, natural reservoirs, hydrocarbon traps.

References

Cherepanov V.V., Parasya V.S., Zhukov A.P. et al. Prospects for hydrocarbon accumulations in the lower cretaceous sediments of Medvej'ya megaswell. *Tekhnologii seysmorazvedki* [Seismic Technologies]. 2011. № 2. Pp. 49-58. (in Russian)

Karogodin Yu.N. Sedimentatsionnaya tsiklichnost' [Sedimentary cyclic process]. Moscow: "Nedra". 1980.

Karogodin Yu.N., Kazanenkov V.A., Ryl'kov S.A., Ershov S.V. Severnoe Priob'e Zapadnoy Sibiri. *Geologiya i neftegazonosnost' neokoma (sistemno-litologicheskii podkhod)* [Northern Ob in Western Siberia. Geology and petroleum potential of the Neocomian (system-litological approach)]. Novosibirsk: Publishing House of the Russian Academy of Sciences. 2000.

Mitchum R.M. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 1: Glossary of terms used in seismic stratigraphy. *Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration*. Tulsa, Oklahoma: AAPG. 1977. Mem. 26. Pp. 205-212.

Nezhdanov A.A. Osnovnye zakonomernosti stroeniya seysmostratigraficheskikh kompleksov neokoma Zapadnoy Sibiri. *Geofizicheskie metody pri obosnovanii ob'ektov neftegazoposkovykh rabot v tsentral'nykh rayonakh Zapadnoy Sibiri* [Basic regularities of the Neocomian seismostratigraphic complexes structure of Western Siberia. Geophysical methods in the justification of oil and gas exploration objects in the central regions of Western Siberia]. Tyumen: "ZapSibNIGNI" Publ. 1988. Pp. 62-70.

Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A. et al. *Geologiya i neftegazonosnost' achimovskoy tolschi Zapadnoy Sibiri* [Geology and

Petroleum of the Western Siberia Achimov strata]. Moscow: Publishing House of the Academy of Mining Sciences. 2000.

Neftegazonosnye provintsii SSSR (spravochnik) [Oil and gas provinces of the USSR (handbook)]. Ed. G.X. Dikenshteyn, S.P. Maksimov, V.V. Semenovich. Moscow: "Nedra" Publ. 1983.

Pozament'er G., Allen Dzh.P. Sekvensnaya stratigrafiya terrigenykh otlozheniy. Osnovnye printsipy i primeneniye [Sekvens stratigraphy of terrigenous deposits. Basic principles and application]. Izhevsk: Institute of Computer Science Publ. 2014.

Seysmicheskaya stratigrafiya [Seismic stratigraphy]. Ed. Ch. Peyton. Moscow: "Mir" Publ. 1982.

Sosedkov V.S., Chetvertnykh V.P. Stroenie achimovskoy tolschi Vostochno-Urengoyevskoy zony po dannym seysmorazvedki [The structure of the Achimov sequence in the East Urengoyevskaya zone by seismic data]. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology]. 1995. № 2. Pp. 28-34.

Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion K.M., Rahmanian V.D. Siliclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concepts for high resolution correlation of time and facies. *AAPG Methods in exploration Series*. Tulsa, Oklahoma. 1990.

Zhemchugova V.A., Zhukov A.P., Epov K.A. et al. *Primeneniye tekhnologii modelirovaniya struktury prirodnykh rezervuarov dlya neokomskikh otlozheniy Yamburgskogo mestorozhdeniya* [The use of technology of the natural reservoirs structure simulation for Neocomian deposits of the Yamburgskoye oilfield]. *Doklady XII koordinatsionnogo geologicheskogo soveshaniya OAO Gazprom* [Reports XII Gazprom Coordination Geological meeting]. 2007. Pp. 43-58.

Zhukov A.P., Zhemchugova V.A., Epov K.A. et al. Prognozirovanie struktury i svoystv prirodnykh rezervuarov na osnove kompleksnoy interpretatsii seysmicheskikh i skvazhinnykh geologo-geofizicheskikh dannykh [Prediction of the structure and properties of natural reservoirs on the basis of complex interpretation of seismic and borehole geological and geophysical data]. *Tekhnologii seysmorazvedki* [Seismic Technologies]. 2006. №1. Pp. 69-78.

Information about authors

Valentina A. Zhemchugova – Doctor of Science, Professor of the Petroleum Geology Department
Geological Faculty, Lomonosov Moscow State University
119234, Russia, Moscow, Leninskie gory, 1
Tel: +7(495)234-27-94 (ad. 132)

Maxim O. Berbenev – Leading geologist
Geophysical Data Systems Ltd
117198, Russia, Moscow, Leninsky pr., 113/1, Park Place,
Suite E-313
Tel: +7(495)234-27-94 (ad. 130)