

УДК 553.98:550.34(571.1)

Г.Р. Василевская¹, А.В. Савельева²

АЛЛЮВИАЛЬНО-ДЕЛЬТОВАЯ МОДЕЛЬ НЕФТЕНОСНОГО СРЕДНЕ-ВЕРХНЕЮРСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА ЮВ₁ НА ВОСТОКЕ ШИРОТНОГО ПРИОБЬЯ

На основе анализа керна, ГИС и сейсмических данных предложена аллювиально-дельтовая модель формирования нефтеносного пласта ЮВ₁² в одном из районов Широкого Приобья Западной Сибири. Для установления вертикальной и латеральной изменчивости отложений выделяли типы разреза по электрометрическим моделям фаций и детальным описаниям керна. Использование когерентности и акустической инверсии позволило установить площадное распределение литофаций. Выделены перспективные участки для разведочного и эксплуатационного бурения.

Ключевые слова: дельта, литофация, когерентность, обстановки осадконакопления, акустический импеданс.

Based on the integrated interpretation of the core data, well log data and seismic data, the alluvial-deltaic model of oil — bearing layer JV₁² has been suggested for one of the Shirotnoye Priobie regions in the Western Siberia. For study of vertical and lateral heterogeneity of deposits different types of geological sections have been determined from the well logs and detailed core descriptions. Acoustic inversion results and stratigraphic slices of coherence were used for validation of the lithofacies areal extent. As a result of the study perspective zones for exploration and production drilling have been recommended.

Key words: delta, lithofacies, coherence, depositional environment, acoustic impedance.

Введение. Район исследования находится в центральной части Западно-Сибирского осадочного бассейна, на северном окончании Александровского мегавала — положительной линейной структуры II порядка северо-восточного простирания (рис. 1). Объект изучения — пласты ЮВ₁¹, ЮВ₁² и ЮВ₁³ продуктивного горизонта ЮВ₁.

Согласно региональным исследованиям [Геология..., 2000], в Западной Сибири в конце средней — начале позднеюрской эпохи происходила крупная трансгрессия моря, сменившаяся в раннем оксфорде обмелением морского бассейна. Для Пурпейско-Васюганского структурно-фациального района, в состав которого входит изучаемая площадь, в позднеюрскую эпоху существовали обстановки прибрежно-аккумулятивной равнины с системой дельт, лагун и нижних частей аллювиальных равнин. Александровский мегавал служил, по мнению специалистов Тюменского нефтяного научного центра, региональной границей между сушей и морем. Такое тектоническое положение определило разнообразие обстановок осадконакопления и значительную вертикальную и латеральную неоднородность отложений.

В статье представлена литофациальная модель основного объекта разработки — пласта ЮВ₁², при эксплуатации которого остро встали проблема совершенствования геологической модели нефтяной залежи, обоснования водонефтяного контакта, выбора участков с высокой продуктивностью разреза.

Авторы изучали геологическое строение средне-верхнеюрских отложений для оптимизации добычи нефти, поиска перспективных ловушек литологического типа.

Методика и результаты работ. Для определения вертикальной и латеральной изменчивости отложений в пластах продуктивного горизонта ЮВ₁ выделяли типы разреза. Из-за недостаточной освещенности керном целевого интервала определение типов разреза в большей степени опиралось на интерпретацию электрометрических моделей фаций по методике В.С. Муромцева [Муромцев, 1984] и анализ характера цикличности отложений [Карогадин, 1980]. В интервалах наличия керна учитывались текстуры, органогенные и минеральные включения.

Среди терригенных пород, вскрытых скважинами в интервале продуктивного горизонта ЮВ₁, в ходе интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) выделены следующие типы: алевро-песчаные коллекторы, глины, угли и плотные породы, под которыми авторы понимают смешанные глинисто-алевропесчаные разности пород с карбонатным цементом.

Для восстановления обстановок осадконакопления, определения направления сноса осадочного материала использованы стратиграфические срезы сейсмического атрибута — когерентности. Когерентность — параметр, характеризующий меру похоже- сти сейсмических трасс, широко используется для

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, соискатель, ООО «Фугро Геосайенс ГмбХ», вед. геолог, e-mail: gvasilevskaya@fugro-jason.com

² ООО «Фугро Геосайенс ГмбХ», геофизик, e-mail: asavelyeva@fugro-jason.com

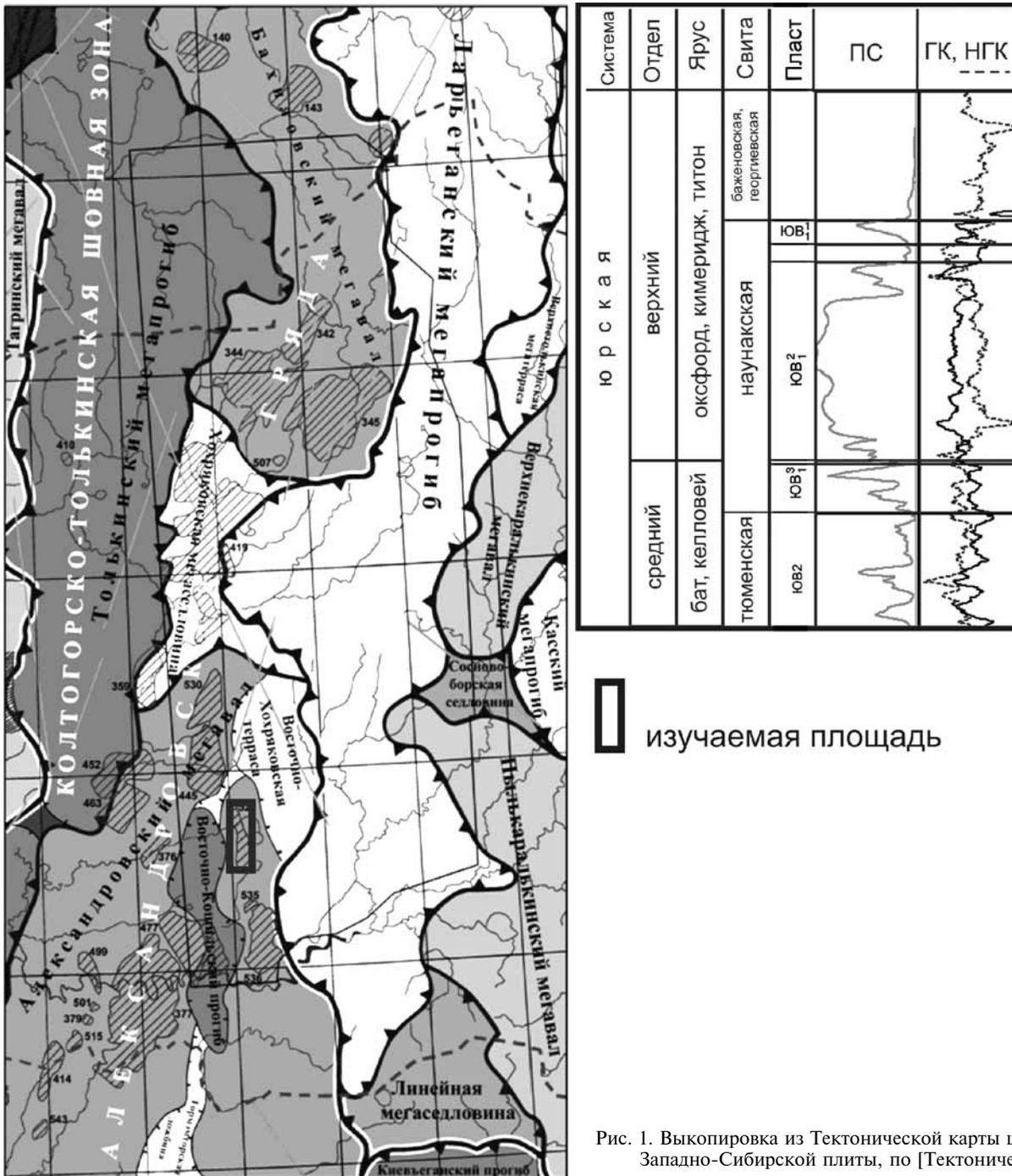


Рис. 1. Выкопировка из Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты, по [Тектоническая..., 1998]

трассирования разломов и выявления особенностей геологического строения.

Для преобразования сейсмических данных в количественное описание свойств пород, слагающих резервуар, по технологии компании «Fugro-Jason» выполнялась сейсмическая инверсия, в ходе которой рассчитывался куб акустического импеданса. Акустическая жесткость (акустический импеданс) равен произведению скорости продольных волн на плотность пород. Изучение зависимости петрофизических свойств пласта (эффективная толщина, пористость) от упругих свойств пород (скорость продольных и поперечных волн, объемная плотность), к сожалению, не

выявило разделения описываемых свойств для типов пород. Но распределение акустического импеданса по площади замечательно отражает морфологию седиментационных тел. Поэтому в неразбуренной части района работ площадное распространение выделенных фаций опиралось на распределение средних значений акустического импеданса, полученных из целевого интервала.

В интервале пласта ЮВ₁² выделено 8 типов разреза, для каждого определяли параметры геолого-геофизической неоднородности: общие ($H_{общ}$) и эффективные ($H_{эф}$) значения толщины, значения коэффициентов пористости ($K_{п}$), песчаности ($K_{песч}$),

Геолого-геофизическая характеристика пласта ЮВ₁² по типам разреза

Тип разреза	Число скважин	$H_{\text{общ}}$, м	$H_{\text{эф}}$, м	$K_{\text{песч}}$, доли ед.	$K_{\text{расч}}$	$K_{\text{п}}$, % (ГИС)	Средний дебит нефти, м ³ /мес
I	51	$\frac{25,8-46,0}{35,6}$ (34,9)	$\frac{13,7-34,2}{22,8}$ (22,0)	$\frac{0,42-0,77}{0,64}$ (0,65)	$\frac{1-12}{6}$	$\frac{14,1-17,1}{15,6}$ (15,7)	$\frac{9,2-3317,7}{545,3}$ (442,6)
II	46	$\frac{22,0-44,6}{34,4}$ (34,6)	$\frac{10,9-31,4}{20,4}$ (19,8)	$\frac{0,38-0,78}{0,59}$ (0,59)	$\frac{2-15}{7}$	$\frac{14,3-17,0}{15,8}$ (15,7)	$\frac{0,3-2144,8}{533,8}$ (351,5)
III	20	$\frac{26,2-42,7}{34,7}$ (34,8)	$\frac{10,1-28,2}{17,6}$ (17,3)	$\frac{0,31-0,66}{0,50}$ (0,52)	$\frac{1-8}{5}$	$\frac{14,5-17,2}{15,9}$ (16,1)	$\frac{46,9-1010,4}{302,0}$ (203,8)
IV	50	$\frac{23,5-52,3}{36,5}$ (36,8)	$\frac{7,3-24,3}{15,7}$ (15,4)	$\frac{0,22-0,70}{0,43}$ (0,43)	$\frac{3-16}{8}$	$\frac{14,3-17,3}{15,7}$ (15,7)	$\frac{3,2-753,0}{167,4}$ (92,8)
V	6	$\frac{37,6-45,4}{41,0}$ (40,4)	$\frac{11,4-23,2}{17,4}$ (17,5)	$\frac{0,28-0,53}{0,43}$ (0,45)	$\frac{6-12}{9}$	$\frac{15,1-16,7}{15,8}$ (15,7)	—
VI	3	$\frac{27,8-44,9}{35,7}$ (34,3)	$\frac{8,3-11,8}{10,0}$ (10,0)	$\frac{0,24-0,36}{0,29}$ (0,26)	$\frac{6-7}{6}$	$\frac{14,0-15,5}{14,9}$ (15,2)	—
VII	62	$\frac{26,2-47,9}{39,8}$ (40,4)	$\frac{13,5-31,7}{23,4}$ (24,0)	$\frac{0,37-0,75}{0,60}$ (0,60)	$\frac{3-14}{7}$	$\frac{13,7-18,0}{15,9}$ (16,0)	$\frac{35,2-3189,2}{698,8}$ (503,2)
VIII	48	$\frac{23,7-51,0}{39,3}$ (39,9)	$\frac{12,6-34,5}{23,6}$ (23,4)	$\frac{0,40-0,74}{0,60}$ (0,60)	$\frac{1-19}{8}$	$\frac{14,1-17,3}{15,7}$ (15,9)	$\frac{62,3-1905,5}{408,1}$ (273,7)

Примечание. Над чертой — минимальное—максимальное значение, под чертой — среднее, в скобках — медианное.

расчлененности ($K_{\text{расч}}$); оценивались промысловые характеристики: первоначальные и средние дебиты нефти, накопленные отборы (рис. 2; таблица). В анализе использован весь фонд данных по скважинам.

Разрез пласта ЮВ₁² состоит из 3–5 циклитов, являющихся двух- или трехчленными. Некоторые циклиты представляют собой пачки более мелких циклитов.

I тип разреза образован 4–5 циклитами толщиной 10–20 м (рис. 2). Верхние элементы циклитов редуцированы. Нижние элементы образованы песчаниками светло-серыми, от среднезернистых в нижней части до мелкозернистых алевритистых в верхней, с прослоями углисто-слюдистого материала и растительного детрита. Текстуры косослоистая, полого-наклонная, массивная. В верхней части циклитов появляются плотные песчаники с глинисто-карбонатным цементом. Электрометрическая модель фации (форма кривой метода ГИС потенциала самопроизвольной поляризации (ПС)): кровельная и подошвенная линии горизонтальные, боковая волнистая, значения α ПС составляют 1–0,8. Согласно классификации В.С. Муромцева [Муромцев, 1984], I тип разреза отвечает русловым отмелям реки, формирующим дельту. Авторы отнесли данные отложения к стречневым частям длительно развивающихся дельтовых протоков. Этот тип разреза характеризуется наибольшей песчаностью, высокими дебитами нефти (таблица).

II тип разреза состоит из 3 циклитов (рис. 2). Нижний циклит (15–20 м) представлен песчаниками полимиктовыми и олигомиктовыми, мелкозернистыми, слюдыстыми, с вкраплениями пирита, глинистым цементом, с редкой уплощенной галькой аргиллитов.

Второй и третий циклиты (10–15 м) образованы пачками более мелких циклитов с тенденцией к уменьшению зернистости вверх по разрезу. Текстуры тонкослоистая, косослоистая, массивная. В верхнем циклите присутствуют маломощные (0,4–3 м) прослои углей. Электрометрическая модель фации: подошвенная линия горизонтальная, боковая волнистая, максимальные значения α ПС составляют 1–0,8. Этот тип разреза относится к русловым отмелям равнинных меандрирующих рек [Муромцев, 1984], обладает высокими геолого-промысловыми характеристиками (таблица).

III тип разреза керном не охарактеризован, состоит из 3 циклитов, каждый из которых представлен пачкой более мелких циклитов с тенденцией к уменьшению значений α ПС вверх по разрезу. В верхнем циклите наблюдаются прослои углей (мощность несколько метров). III тип разреза относится к фациям верхней надводной равнины дельтового комплекса, в обстановках аллювиальной равнины — к отложениям береговых валов и боковых русел [Муромцев, 1984]. По сравнению с предыдущим типом разреза здесь происходит увеличение толщины непроницаемых прослоев. Коллекторы III типа разреза характеризуются невысокими геолого-промысловыми параметрами (таблица).

IV тип разреза представлен 4 циклитами. Электрометрическая модель нижнего циклита (15–20 м): кровельная линия горизонтальная, подошвенная отсутствует, боковая — волнистая, максимальные значения α ПС составляют 1–0,8. Верхние циклиты (5–10 м) образованы пачками мелких циклитов, в которых наблюдается тенденция к уменьшению

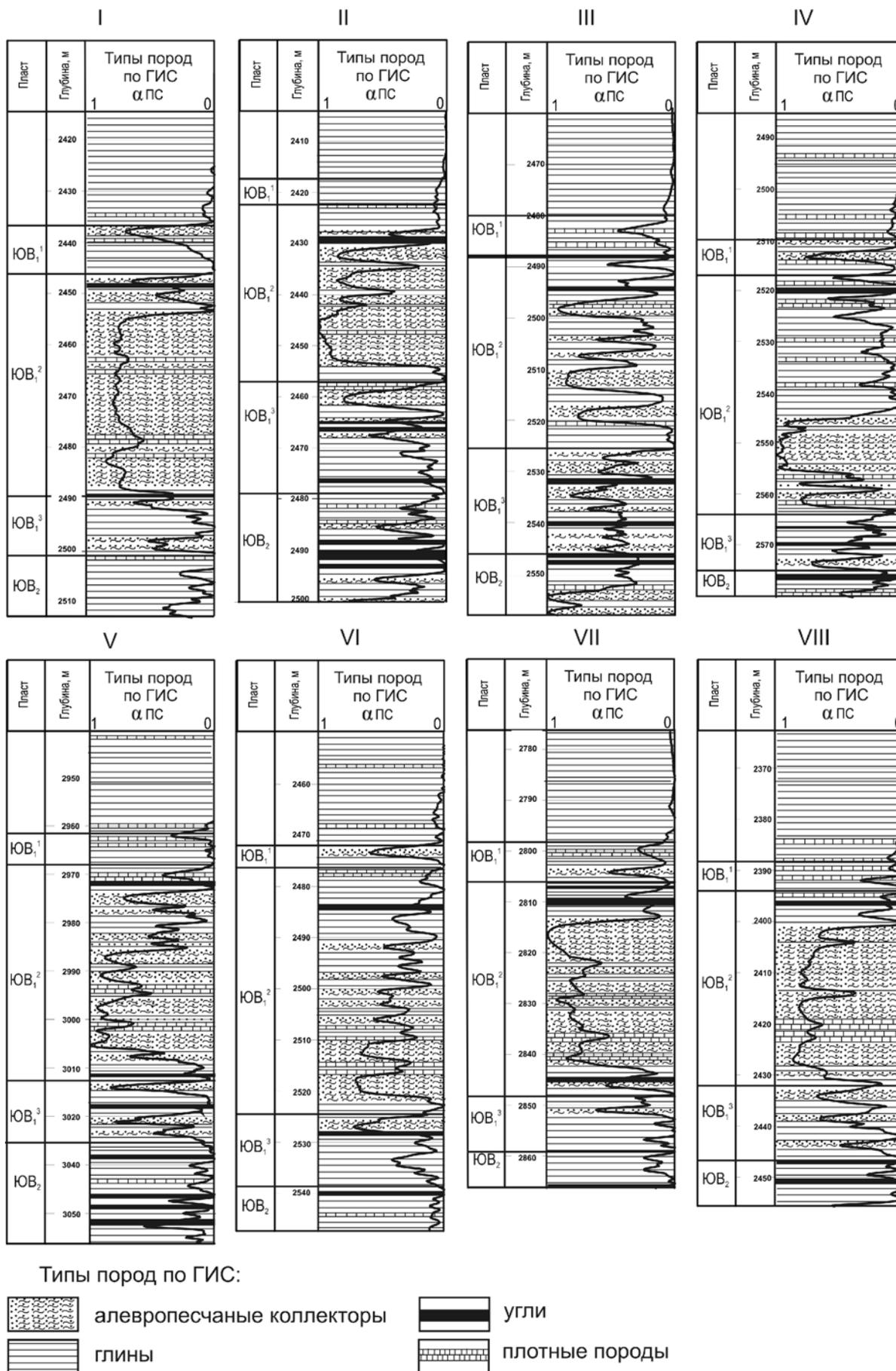


Рис. 2. Типы разреза пласта ЮВ₁²

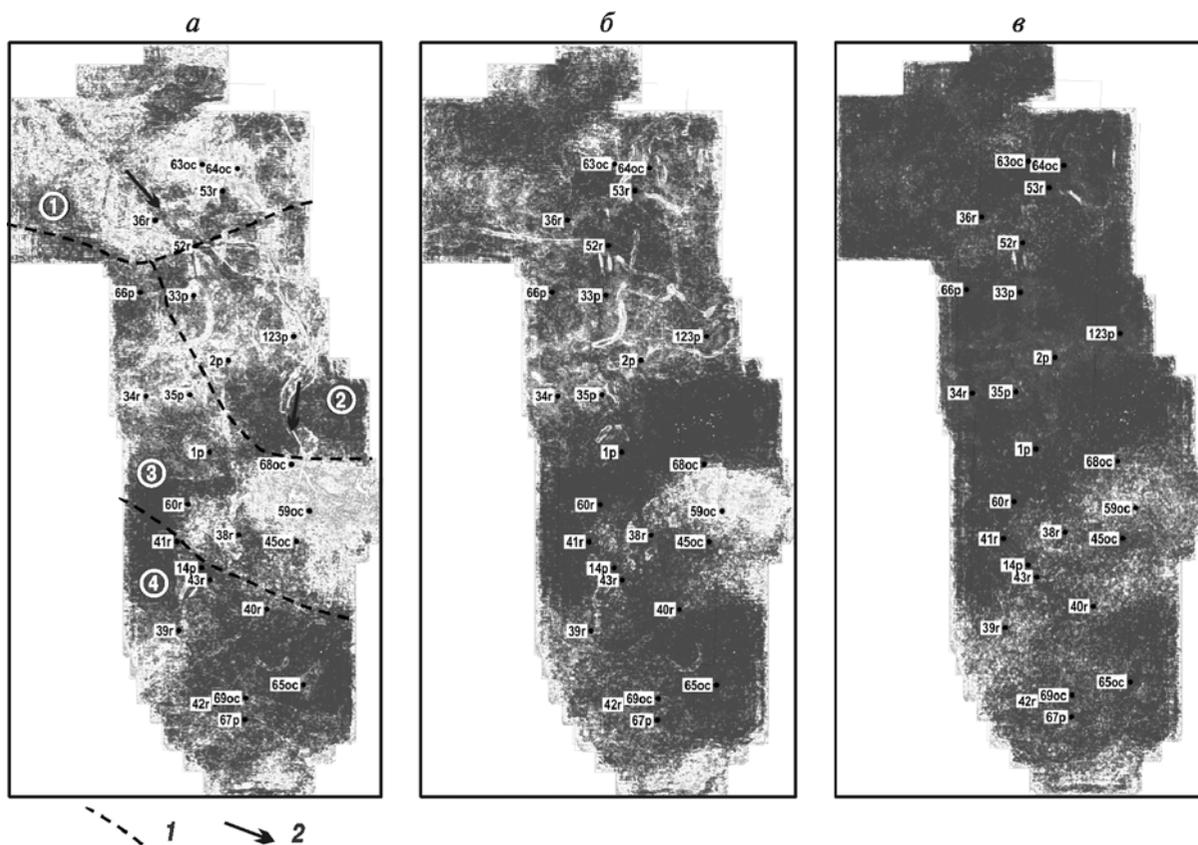


Рис. 3. Стратиграфические срезы когерентности в интервале продуктивного горизонта ЮВ₁: а — уровень пластов ЮВ₁³ — ЮВ₁²; б — уровень пласта ЮВ₁¹; в — уровень кровли баженовской свиты. Цифры в кружках — палеогеографические области: 1 — аллювиальная равнина, 2 — субаэральная дельтовая равнина, 3 — субаквальная дельтовая равнина, 4 — шельфовая впадина; 1 — границы палеогеографических областей; 2 — направление сноса осадочного материала

значений α ПС вниз по разрезу. В основании верхних циклитов встречаются прослой угля (от нескольких сантиметров до 1–3 м). IV тип разреза составной, его нижняя часть интерпретируется как фации дельтового комплекса, отложения верхней части (2–4-й циклиты) относятся к нижней надводной равнине дельтового комплекса, фациям приморских болот (маршей) [Муромцев, 1984]. Этот тип разреза имеет самые низкие показатели по добыче нефти и невысокие свойства резервуара (таблица).

V тип разреза состоит из 4 циклитов. Нижний циклит (15–20 м) представлен преимущественно песчаниками, его электрометрическая модель похожа на таковую для II типа разреза. Верхние циклиты образованы тонкослоистым чередованием песчано-алевролитно-глинистых пород с включением маломощных (от нескольких сантиметров до 2–3 м) прослоев угля. В отличие от IV типа разреза для верхней части здесь наблюдается тенденция в увеличении значений α ПС вниз по разрезу. По керну отмечена горизонтальная, косослоистая, линзовидная слоистость. Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, с прослойками углисто-сланцевого материала. Аргиллиты темно-серые, алевритистые, плотные, массивные, слоистые за счет прослоек мелкозернистого песчаника.

В этом типе разреза наилучшими качествами резервуара обладает нижняя часть, которая интер-

претируется как отложения меандрирующих русел [Муромцев, 1984]. Верхняя часть разреза авторами отнесена к фациям пойм (заболоченных участков, песков разлива, береговых валов). Из этих отложений добыча нефти не ведется (таблица).

VI тип разреза образован 5 циклитами, каждый из которых представляет собой пачку более мелких циклитов. Мелкие циклиты состоят из чередования песчано- и алевролитно-глинистых пород. Аргиллиты темно-серые до черных, слабоплитчатые, неяснослоистые, с отпечатками обуглившейся флоры. Алевролиты серые, крупнозернистые, песчаные, полимиктовые, крепкие с тонкими волнисто-прерывистыми и линзовидными прослоями углисто-глинистого материала. Песчаники серые, мелкозернистые, полимиктовые, слюдястые, глинистые. Отмечается пиритизация пород. В отдельных интервалах углисто-глинистые прослой занимают до 50% объема керна. В керне отмечена волнисто-прерывистая и линзовидная слоистость.

Кровельная линия кривой ПС наклонная и зубчатая, боковая линия отсутствует, подошвенная линия горизонтальная, иногда зубчатая, значения α ПС уменьшаются вверх по разрезу. Согласно классификации В.С. Муромцева [Муромцев, 1984], этот тип разреза относится к отложениям вдоль-береговых трансгрессивных баров и прибрежных валов прибрежно-морских фаций. Этот тип раз-

реза обладает наихудшими свойствами резервуара (таблица).

VII тип разреза состоит из 4–5 циклитов. Верхний циклит (5–7 м) представлен аргиллитами темно-серыми, алевритистыми с пологонаклонной слоистостью, с редкими включениями растительного детрита. Отмечены следы биотурбации в нижней части циклита. Нижние циклиты представлены преимущественно песчаниками светло-серыми с буроватым оттенком, мелкозернистыми, алевритистыми, с карбонатно-глинистым цементом, с частыми прослоями и намывами глинисто-сланцистого и углисто-сланцистого материала и включениями зерен пирита, с мелкой уплощенной галькой аргиллитов. Слоистость косо- и пологонаклонная, мелкая косая, линзовидно-волнистая. Вниз по разрезу песчаник становится сидеритизированным. Кровельная линия кривой ПС горизонтальная и прямая, боковая линия вертикальная и волнистая, подошвенная линия наклонная волнистая, зубчатая или рассеченная, максимальные значения α ПС составляют 1,0–0,8 и уменьшаются вниз по разрезу. В.С. Муромцев [Муромцев, 1984] отнес этот разрез к отложениям барьерных островов прибрежно-морских фаций. Авторы проинтерпретировали его как фации устьевого бара. VII тип разреза характеризуется лучшими качествами резервуара: высокими эффективными толщинами, коэффициентом песчаности, наибольшими дебитами нефти (таблица).

Авторами выделен *VIII тип разреза*, который является составным: в нижней его части кривая ПС имеет облик, свойственный VII типу разреза, в верхней части — II типу. Верхняя часть пласта образована аргиллитами, сменяющимися вниз по разрезу песчаниками. Аргиллиты темно-серого цвета, с косой, горизонтальной, волнистой слоистостью, обусловленной наличием песчаников серого цвета. Вниз по разрезу уменьшается интенсивность переслаивания с увеличением толщины прослоев песчаника. Песчаники серые с коричневатым оттенком, среднезернистые, полимиктовые, с хорошей сортировкой, с карбонатно-глинистым цементом. В керне отмечены слоистость, обусловленная прослоями углистого детрита, резкий контакт между верхней и нижней частями пласта, в низах верхней части разреза описана аргиллитовая галька (1–4 см). VIII тип разреза характерен для дельт [Обстановки..., 1990]. В нем прослеживается снизу вверх вертикальный набор фаций, отмечающий фазы зарождения, развития и отмирания дельтовой системы: шельфовые, продельтовые, дистальной части бара, распределительных каналов и русел, отмелей и дюн, пойменные, внутريدельтового залива.

Таким образом, наилучшими геолого-промышленными характеристиками обладают отложения устьевых баров и стрежневых частей дельтовых протоков, наихудшими — пойменные, лагунные образования и преимущественно алевролитоглинистые образования мелководной части шельфа.

Для келловей-оксфордского интервала разреза в районе работ выделена следующая последовательность обстановок осадконакопления, убедительно иллюстрируемая стратиграфическими срезами когерентности (рис. 3, 4): 1) интервал накопления пластов ЮВ₁³–ЮВ₁² — формирование, расцвет и отмирание

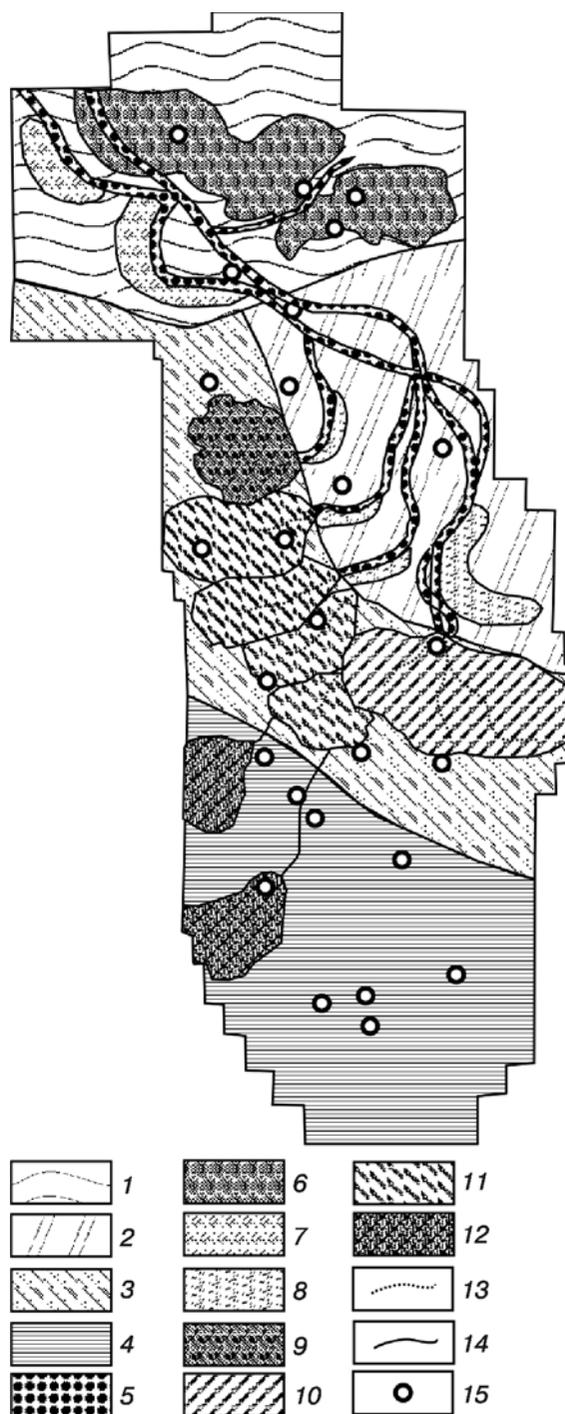


Рис. 4. Распределение палеогеографических областей на время накопления пласта ЮВ₁¹⁻²: 1 — аллювиальная равнина; 2 — субдельтовая равнина; 3 — субаквальная дельтовая равнина; 4 — шельфовая впадина; 5 — русла; 6 — заболоченные участки пойм; 7 — прирусловые валы; 8 — намывные валы; 9 — дельта прорыва; 10 — основная дельта; 11 — малые устьевые бары; 12 — конусы выноса; 13 — дельтовые протоки; 14 — подводящие каналы; 15 — поисковые и разведочные скважины

дельтовой системы; 2) интервал накопления пласта ЮВ₁¹ — прибрежное мелководье; 3) интервал накопления баженовской свиты — морское глубоководье. Границы фациальных зон интервалов ЮВ₁²⁻³ и ЮВ₁¹ корректировались по картам изопахит между отражающими горизонтами (ОГ) Т (кровля тюменской свиты) и Б (кровля баженовской свиты), ЮВ₁² (кровля одноименного пласта) и Б соответственно.

Согласно классификации Г.-Э. Рейнека и И.Б. Сингха [Рейнек, Сингх, 1981], для пласта ЮВ₁² выделены следующие палеогеографические области: 1) аллювиальная равнина с фациями русел спрямленного и меандрирующего типа (II, III типы разреза), прирусловых валов, заболоченных участков пойм (V тип); 2) субаэральная дельтовая равнина с фациями русел ветвящегося типа (II, III типы), намывных валов (II, III типы), маршей (IV тип); 3) субкавальная дельтовая равнина с фациями дельтовых протоков (I тип разреза), намывных валов (II, III типы), устьевых баров (VII тип), основной дельты (VII, VIII типы), мелководно-морских отложений (VI тип); 4) погруженный участок шельфа с фациями распределительных каналов (I тип), конусов выноса, глинистых морских отложений (VI тип).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Геология и полезные ископаемые. Западная Сибирь. Т. 2. СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. 113 с.

Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М.: Недра, 1980. 242 с.

Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 258 с.

Полученные результаты использованы для совершенствования геологической модели резервуаров, выделения литологических барьеров, выбора высокопродуктивных участков для эксплуатационного и разведочного бурения.

Выводы. 1. Показана последовательная смена обстановок осадконакопления для пластов продуктивного горизонта ЮВ₁ с использованием стратиграфических срезов когерентности.

2. Для основного нефтесодержащего пласта ЮВ₁² предложена аллювиально-дельтовая модель формирования. Установлена литофациальная зональность на основе выделения типов разреза и латерального распределения значений акустического импеданса.

3. Показано площадное распределение седиментационных тел. Определены зоны с наилучшими свойствами резервуара и геолого-промысловыми характеристиками, приуроченные к отложениям стрежневых частей дельтовых протоков и устьевых баров.

4. Полученные результаты послужили для выделения литологических барьеров и перспективных участков для разведочного и уплотняющего эксплуатационного бурения.

Обстановки осадконакопления и фации / Под ред. Х. Рединга. Т. 1. М.: Мир, 1990. 351 с.

Рейнек Г.-Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. М.: Недра, 1981. 439 с.

Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты / Под ред. В.И. Шпильмана. Тюмень: НАЦ РН, 1998.

Поступила в редакцию
25.05.2010