



УДК (551.762.31.022:550.82/.83):553.98(571.16)

## ГЕОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СТОЛБОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ (КАЙМЫСОВСКИЙ СВОД)

И. А. Никитин

Построение моделей распространения продуктивных отложений верхней юры и нижнего мела ( $J_3-K_1$ ) выполнено по материалам каротажа скважин, результатам исследований керна и данным сейсморазведки. Многолетний опыт геологических и геофизических исследований на территории позволяет строить геологические модели продуктивных пластов, в рамках которых уточняется пространственное развитие песчаных пластов-коллекторов при поисковых и разведочных работах на нефть и газ. Основной нефтегазоносный объект платформенных отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты – горизонт  $Ю_1$ . Он представлен несколькими песчаными пластами. В настоящее время из этого горизонта на территории Томской области добывают нефть и газ более чем на 50 месторождениях. Геологические модели месторождений создавались и детализировались в ходе многолетних исследований с опорой на данные сейсморазведки, поисковое и разведочное бурение, картаж скважин. Комплекс методов литологического исследования керна, сейсмоморфологической и сейсμοфациальной интерпретации, электрофациального ранжирования типов фаций дополняют друг друга, позволяя эффективно решать задачи картирования и прогнозирования ловушек и залежей углеводородов.

**Ключевые слова:** фация, углеводороды, песчаный пласт, верхняя юра, месторождение, картирование.

## GEOLOGICAL AND FACIES MODELING OF THE STOLBOVOYE PRODUCTIVE SERIES (KAIMYSOVY ARCH) FORMATION CONDITIONS

I. A. Nikitin

Construction of distribution models for Upper Jurassic-Lower Cretaceous ( $J_3-K_1$ ) productive deposits is carried out by well logging data, results of core data studies and seismic survey data. Long experience of geological and geophysical investigations within the territory enables the author to construct geological models of the productive strata. The models specify the spatial development of sand reservoir-beds in exploration for oil and gas. The main petroferous object of platform deposits in the south-eastern West Siberian Plate is  $Yu_1$  horizon which is represented by several sand strata. At the moment this horizon is used for oil and gas production at more than 50 fields within the Tomsk region territory. Geological field models have been constructed and itemized during long-term investigations relying on seismic survey data, exploratory drilling, well logging. Complexes of such methods as lithologic core examination, seismic morphological and seismic facies interpretation as well as electric facies ranking of facies types supplement each other, allowing the author to solve the problems of mapping and predicting traps and hydrocarbon accumulations efficiently.

**Keywords:** facies, hydrocarbons, sand stratum, Upper Jurassic, field, mapping.

К основному нефтегазоносному объекту платформенных отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты – горизонту  $Ю_1$  (средняя – верхняя юра) приурочены месторождения нефти Каймысовского свода (Томская область) (рис. 1). Песчаные фации верхней юры на этих месторождениях в структурно-тектоническом отношении формировались в переходной зоне, в зоне сочленения Обь-Иртышской и Обь-Тазовской областей. Верхнеюрские песчаники, в которых выявлены основные залежи углеводородов в горизонте  $Ю_1$  Каймысовского свода, картируются в зоне мигрирующего палеопобережья Обь-Иртышской фациальной области.

С увеличением объемов бурения и ростом возможностей геофизических исследований повышаются точность и детальность наземных и скважинных геолого-геофизических работ при

вводе месторождений в эксплуатацию. Однако картирование нефтегазоносных песчаных отложений, их фациальная идентификация – достаточно сложная задача, которая во многом определяется степенью геологической изученности территорий, наличием и разработкой эффективных методик фациального анализа по кривым электрического и радиоактивного каротажа и по сейсмическим данным. Эффективность сейсморазведки при выделении и оконтуривании нефтегазоносных структур росла в течение десятилетий. Важная информация о геологическом строении месторождений на начальных этапах исследований получена по результатам комплексирования геофизических данных. По материалам магнито- и гравиразведки выявлены и оконтурены структуры первого и второго порядков платформенного чехла, изучены тенденции пространственного распространения

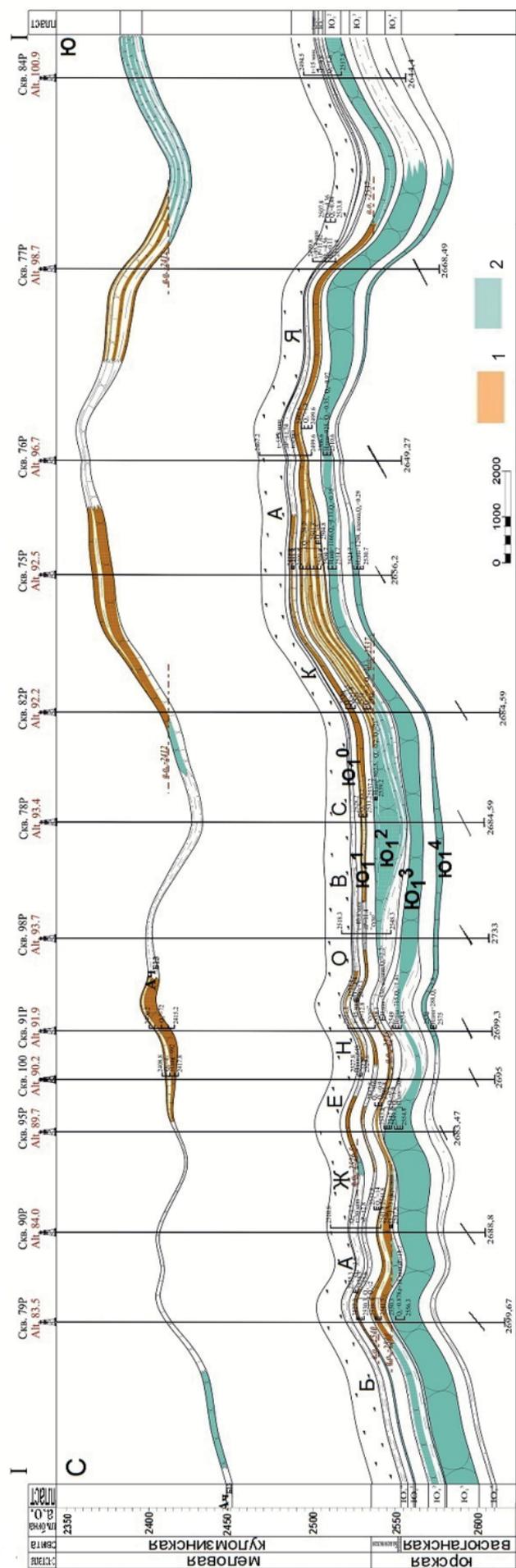


Рис. 1. Район Столбового месторождения и разрез по линии I–I (от скв. 84р до скв. 79р по направлению с севера на юг) Коллектор: 1 – нефтенасыщенный, 2 – водонасыщенный

структурно-тектонических элементов фундамента. По мере совершенствования методики и технологии сейсмических исследований магнито- и гравirazведка несколько утратили свое значение, зато возросла роль сейсморазведки, а ее комплексирование с ГИС, магнито- и гравirazведкой получило существенное развитие, определив решение ряда важных практических задач (особенности структурно-тектонического строения месторождений, картирование разрывных нарушений, тектонически-напряженных зон, прогноз нефтегазоносности) [2].

При расчленении разреза и корреляции пластов на Столбовом месторождении использовались как региональные, так и локальные реперы. К первым относятся высокоомные битуминозные, с аномально повышенной естественной радиоактивностью, глубоководно-морские аргиллиты баженовской свиты верхней юры и низкоомные морские аргиллиты нижневасюганской подсвиты, подстилающие горизонт Ю<sub>1</sub>. На Столбовом месторождении присутствуют оба репера. К реперам второго порядка в составе юрских отложений относятся угольные пласты. В горизонте Ю<sub>1</sub> репер второго порядка – один или несколько угольных пластов группы У<sub>1</sub>. Непосредственно на Столбовом месторождении такой репер имеется, однако литологически по простирацию он не выдержан, угольные пласты замещаются углистыми аргиллитами и углисто-алевролитовыми отложениями. Верхний и нижний угольные пласты вместе с заключенными между ними глинисто-алевролитовыми породами образуют межугольную толщу горизонта Ю<sub>1</sub>. Межугольная толща разделяет горизонт Ю<sub>1</sub> на подугольную и надугольную. К первой из них приурочены песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, ко второй – продуктивные песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> [1].

Реконструкция условий формирования пластов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> и Ач<sub>Б13</sub> была вызвана необходимостью выявления ряда особенностей литологического строения и степени активности гидродинамических режимов их накопления с целью уточнения границ развития продуктивных отложений. Был проанализирован весь фонд скважин Столбового месторождения, а также прилегающих к нему Оленьего и Озерного. Группы кривых ПС с помощью разработанных диагностических признаков сопоставлялись с электрометрическими моделями фаций по методике В. С. Муромцева [3], а также макроскопическим описанием ядерного материала. По формам кривых ПС интервалов пластов

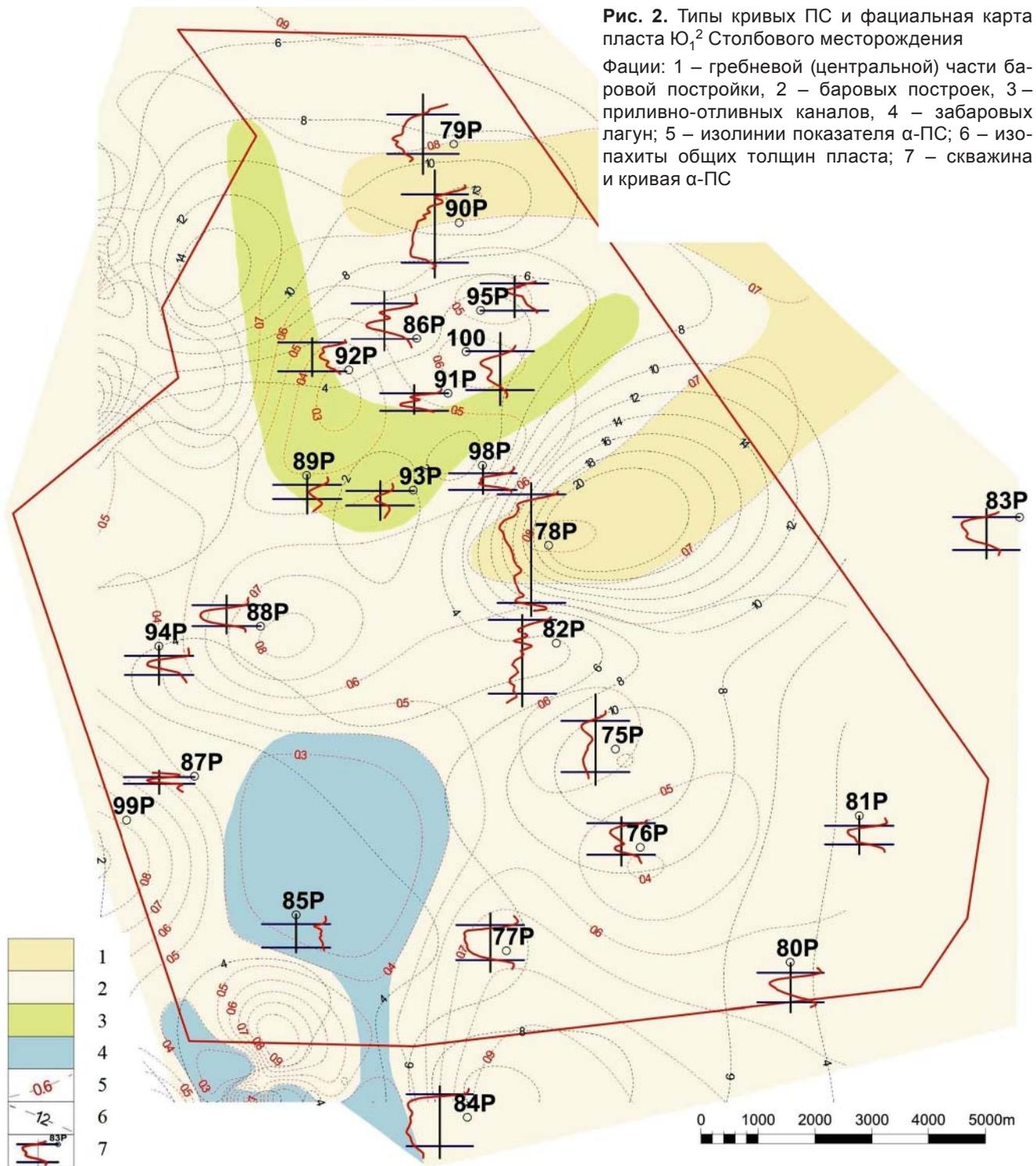


Рис. 2. Типы кривых ПС и фациальная карта пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Столбового месторождения

Фации: 1 – гребневой (центральной) части баровой постройки, 2 – баровых построек, 3 – приливо-отливных каналов, 4 – забаровых лагун; 5 – изолинии показателя  $\alpha$ -ПС; 6 – изохиты общих толщин пласта; 7 – скважина и кривая  $\alpha$ -ПС

выделено несколько типов (рис. 2–5) фаций, на основе которых были реконструированы палеогеографические условия осадконакопления пластов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> и Ач<sub>Б13</sub>.

Анализ кривых ПС в пределах интервала пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> позволил выделить четыре типа разрезов (рис. 2):

1) блоковая форма кривой ПС соответствует фации гребневой (центральной) части баровой постройки ( $\alpha$ ПС > 0,7);

2) воронкообразная – фации баровых построек ( $0,4 < \alpha$ ПС < 0,7);

3) треугольная форма в зоне положительных отклонений кривой ПС – фации приливо-отливных каналов, отчлененной от активной гидродинамической зоны (глинистый рукав);

4) трапециевидная форма в районе положительных отклонений кривой ПС – фации забаровых лагун ( $\alpha$ ПС < 0,4).

**Гребневая часть баровой постройки** (скв. 78P) представлена песчаниками серыми, темно-серыми средне-мелкозернистыми крепкоцементированными массивными с примесью органики (растительный и углистый детрит) и занима-



ют около 10 % площади месторождения, ее можно наблюдать в центральной и в северной частях (скв. 79Р, 90Р) месторождения. Форма песчаного тела вытянутая рукавообразная. Отложения **баровой постройки** представлены аналогичными породами и отличаются от описанных песчаников в основном формой кривых ПС. Образования данной фации на месторождении распространены наиболее широко (85–90 % его площади). Выявленный фрагмент этого песчаного тела, возможно, продолжается в северном, южном и восточном направлениях. **Приливо-отливный канал** выполняют песчано-глинистые породы, представленные переслаиванием алевролитов, песчаников и аргиллитов серого и темно-серого цветов. Этот тип фаций наименее распространен ( $\approx 5$  % северной части блока), имеет в плане простую подковообразную форму ( $\approx 3 \times 1$  км) и фиксируется скв. 89Р и 93Р. **Забаровая лагуна** сложена глинистыми образованиями (аргиллиты и переслаивание аргиллитов и алевролитов) в юго-западной части месторождения (скв. 85Р).

Таким образом, палеогеографические реконструкции, проведенные по электрометрическим моделям фаций интервала пласта с учетом литологического состава пород показали следующее. С наиболее высокими палеогидродинамическими режимами связано накопление улучшенных коллекторов баровой постройки и ее гребневой части, занимающей почти всю территорию залежи. С территорией низкой динамики среды осадконакопления связано формирование глинистых отложений лагуны, и, следовательно, литологическое ограничение коллекторов пласта на рассматриваемой территории (см. рис. 2).

**Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>** характеризуется идентичным с нижележащим пластом Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> набором кривых ПС, обособленных также в четыре типа (рис. 3). Однако, несмотря на сходство фациальных обстановок осадконакопления, пространственное размещение песчаных тел и глинистых образований различно. **Гребневая часть баровой постройки** сохранилась только в районе скв. 87Р ( $\approx 2$ –3 % площади месторождения) и имеет в плане изометричную форму. Песчаные отложения **баровых построек** развиты широко (примерно половина исследуемой территории). В пределах Столбового месторождения наблюдается только их часть, отмечена тенденция к их продолжению в восточном, юго-восточном и северо-восточном направлениях. Баровые песчаники пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> отличаются от нижележащих несколько более крупной зернистостью, более слабой сцементированностью и имеют незначительные включения в виде тонких прослоек органики. **Изолированный приливо-отливный канал** пересекает Столбовое месторождение по диагонали в северо-западном направлении, песчано-глинистое тело имеет простую вытянутую форму шириной

0,5–1 км и в северном окончании разветвляется на две части. Таким образом, эта эрозионная протока расчленила баровую постройку и обособила песчаное тело небольших ( $2 \times 3,5$  км) размеров в районе скв. 87Р и 88Р (см. рис. 3). Широко представленные **глинистые отложения забаровой лагуны** занимают почти половину изучаемой площади, вскрыты семью скважинами (76Р, 84Р, 85Р, 86Р, 90Р, 94Р и 99Р). По характеру большинства кривых ПС лагуна мигрировала на северо-восток. Палеогеографические реконструкции пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> показали, что баровые песчаники улучшенных коллекторов центральной части исследуемой площади расчленены на несколько сегментов непроницаемыми осадками приливо-отливного канала и глинистыми фациями забаровой лагуны, распространенными в юго-восточной части планшета и определяющими границы литологического экрана ловушек данного пласта.

Интервал **пласта Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>** представлен двумя типами кривых ПС (рис. 4): 1) воронкообразной формы – фации бара дальней зоны (его реликт) ( $\alpha_{ПС} > 0,4$ ); 2) неправильной формы в районе положительных отклонений кривой ПС – фации мелководного шельфа ( $\alpha_{ПС} < 0,4$ ).

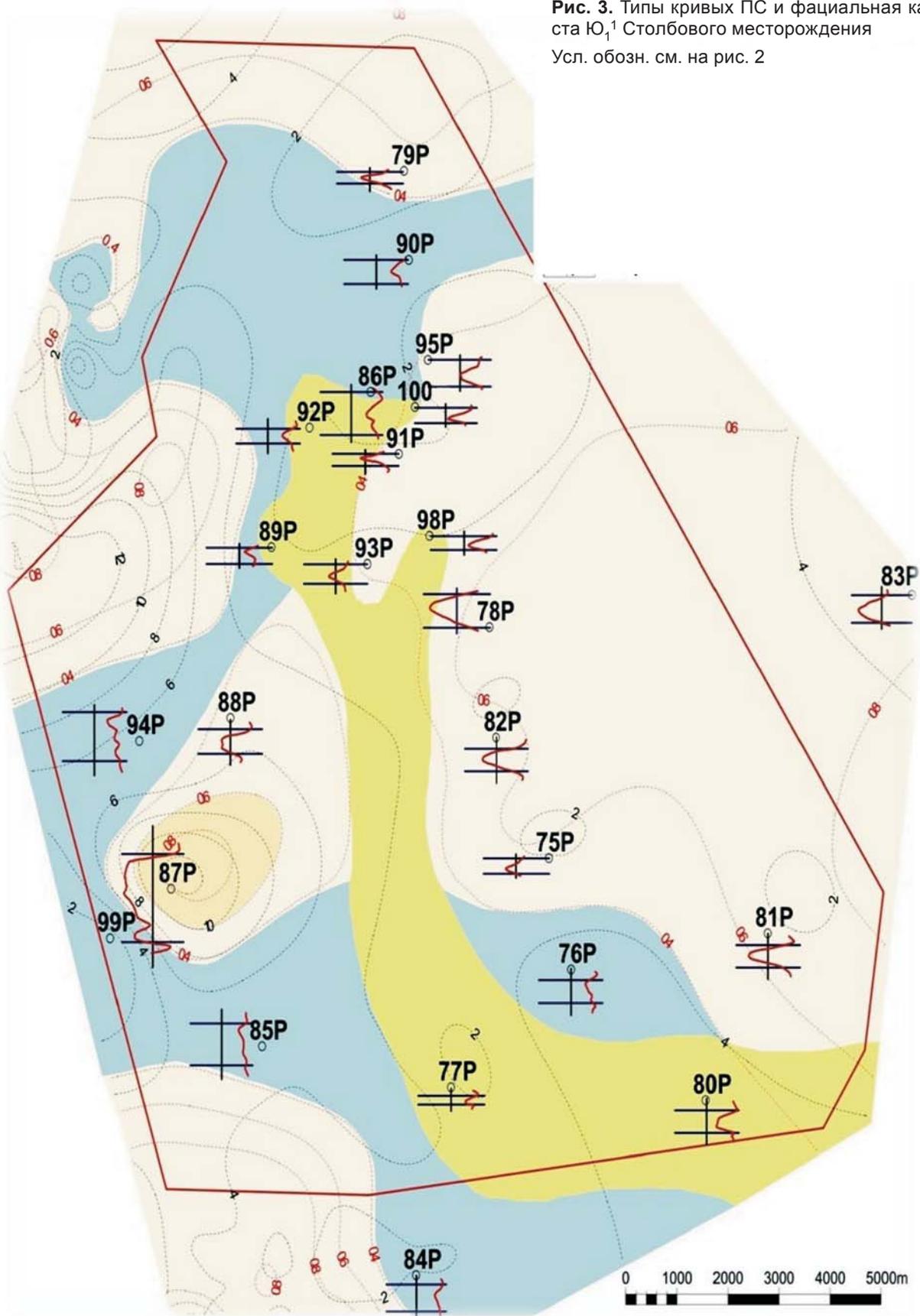
На фоне завершающейся трансгрессии произошло резкое наступление моря в юго-западном направлении с образованием открытого бассейна (**мелководного шельфа**), где накапливались преимущественно глинистые отложения, а кроме того, вследствие волновой деятельности – песчаные осадки **баров дальней зоны**. В результате трансгрессии бары частично размывались, сохраняясь в ископаемом состоянии лишь в виде мелких изолированных песчаных тел с невысокими фильтрационно-емкостными свойствами (скв. 91Р, 95Р) (см. рис. 4).

Реконструкции времени формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> убедительно показывают, что небольшой участок развития пород-коллекторов приурочен к Столбовому поднятию. На остальной территории они замещаются непроницаемыми отложениями мелководного шельфа. Далее мелководно-морская обстановка сменилась глубоководно-морской, и в итоге сформировались глинистые толщи георгиевской, баженовской и куломзинской свит.

Песчаники продуктивного **пласта Ач<sub>Б13</sub><sup>3</sup>** [1] относятся к ачимовским отложениям Столбового циклита нижнемелового клиноформного комплекса юго-востока Западной Сибири, где представлены краевыми (дистальными) частями подводного конуса выноса. Субпараллельное залегание ачимовских отложений относительно подошвы баженовской свиты и близость к ней свидетельствуют о краевой зоне области развития клиноформных ачимовских песчаников. В этой зоне подводного конуса выноса осадки привносятся турбидитными мутьевыми потоками и хао-



Рис. 3. Типы кривых ПС и фациальная карта пласта Ю<sub>1</sub> Столбового месторождения  
Усл. обозн. см. на рис. 2



точно скапливаются как на склоновых участках, так и у его подножия. Образования улучшенных коллекторов здесь формируются группой фаций стоковых и радиальных потоков.

По данным ГИС и описаниям керна интервал продуктивных отложений характеризуется в основном двумя группами фаций: мутьевых потоков и вееро-спутников, возникших в краевых частях

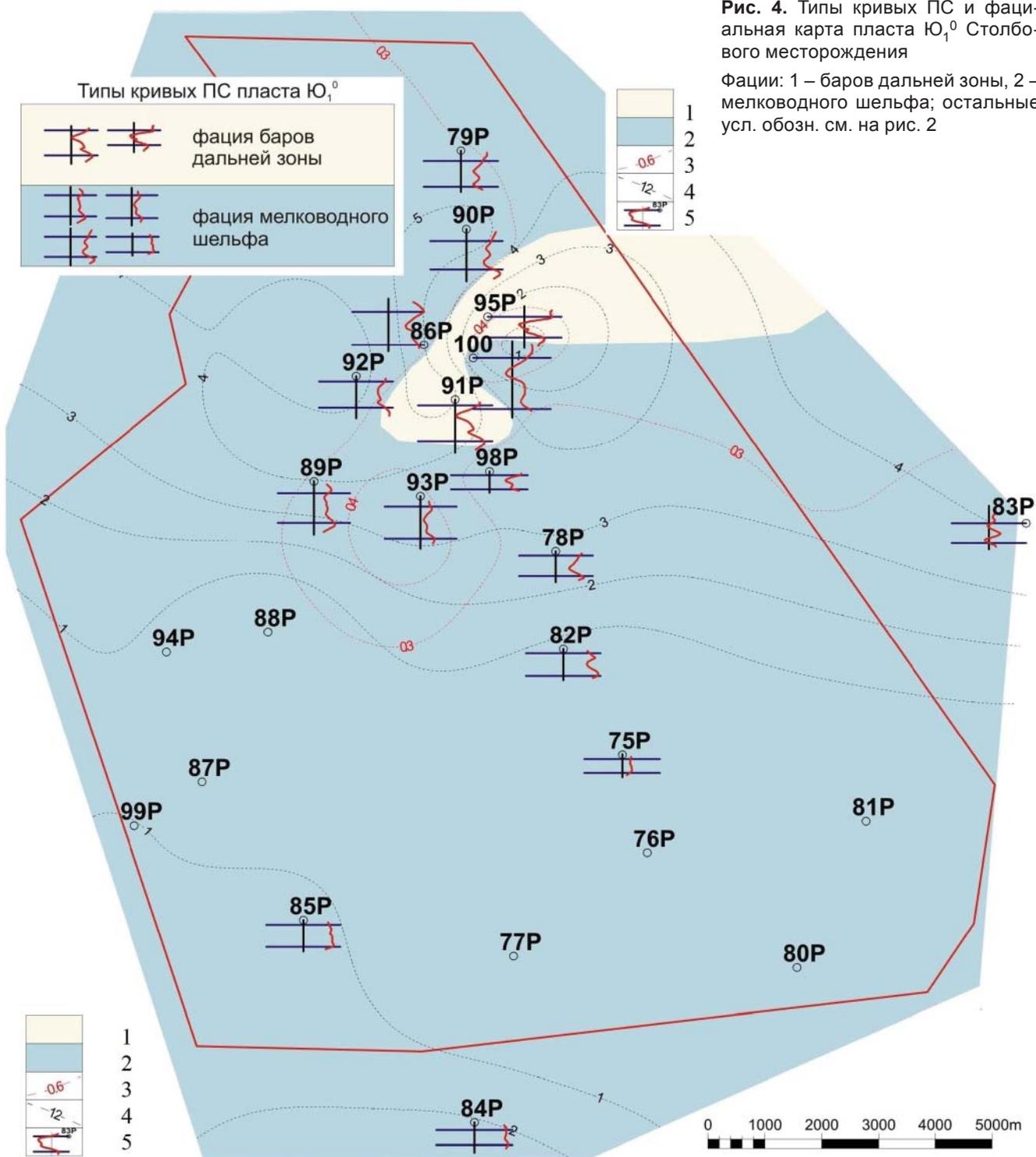


Рис. 4. Типы кривых ПС и фациальная карта пласта Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> Столбового месторождения

Фации: 1 – баров дальней зоны, 2 – мелководного шельфа; остальные усл. обозн. см. на рис. 2

радиальных течений. По мнению Н. А. Брылиной, в объеме ачимовской толщи Столбового циклита насчитывается до семи песчано-алевролитовых пластов (Ач<sub>Б13</sub><sup>1-7</sup>). Продуктивный пласт Ач<sub>Б13</sub><sup>3</sup> относится к одному из четырех наиболее хорошо прослеживаемых на рассматриваемой территории, пластов [1]. В интервале продуктивного пласта были выделены три типа кривых ПС, характеризующих обстановку конуса выноса:

1) блоковая форма кривой ПС ( $\alpha_{ПС} > 0,5$ ) – фация осевой части подводного веера выноса;

2) неправильная изрезанная форма кривой ПС в районе положительных отклонений ( $\alpha_{ПС} = < 0,5$ ) – фация песчано-алевролитоглинистых отложения дальней зоны;

3) прямая линия в зоне положительных отклонений кривой ПС ( $\alpha_{ПС} < 0,3$ ) – фация морского шельфа (рис. 5).

Продуктивный пласт Ач<sub>Б13</sub><sup>3</sup> **фации осевой части подводного веера выноса** (скв. 91P и 100) представлен песчаниками серыми, буровато-серыми мелкозернистыми крепкими. Песчано-алев-

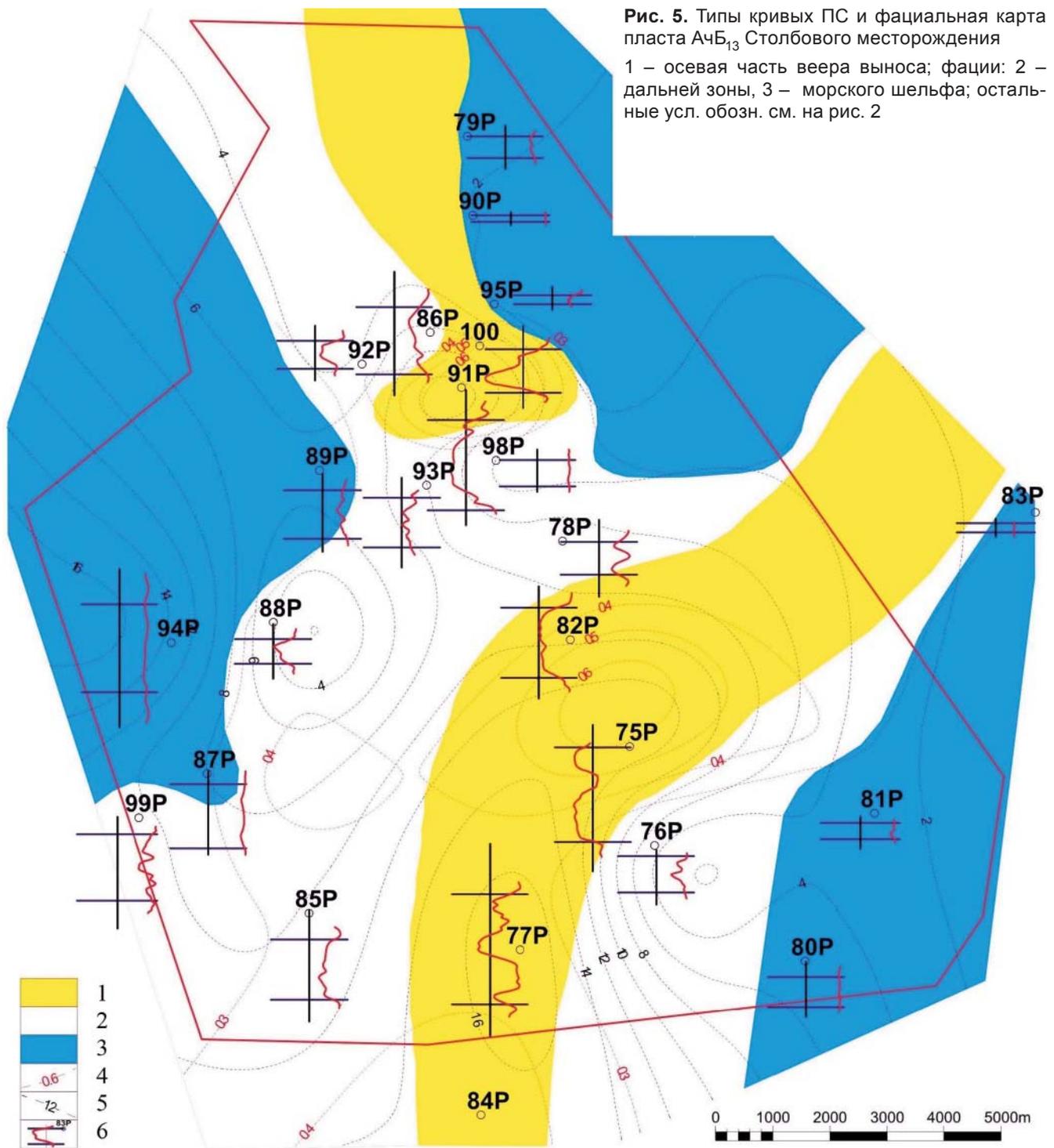


Рис. 5. Типы кривых ПС и фациальная карта пласта АчБ<sub>13</sub> Столбового месторождения

1 – осевая часть веера выноса; фации: 2 – дальней зоны, 3 – морского шельфа; остальные усл. обозн. см. на рис. 2

ролитовое тело рукавообразной формы залегания занимает около 30 % территории планшета и 50–60 % площади Столбового месторождения (см. рис. 5). **Отложения дальней зоны** неоднородны (описание керна скважин 75, 79, 85, 94, 95) [1], в песчаниках и алевролитах имеются прослои уплотненных пород, понижающих фильтрационно-емкостные свойства пласта. Фации этого типа покрывают почти половину рассматриваемой территории. Значительную часть площади ( $\approx 30\%$ ) занимают глинистые отложения **морского шельфа**.

Приведенные реконструкции времени формирования пласта АчБ<sub>13</sub> убедительно показывают,

что один из двух фрагментов развития улучшенных пород-коллекторов, приуроченных к Столбовой структуре, вероятно, может иметь продолжение на Озерном и Катильгинском поднятиях.

#### Выводы

На основании изложенного историю осадконакопления на время формирования пластов Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> и АчБ<sub>13</sub> можно представить себе следующим образом.

Пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> формировались в прибрежно- и мелководно-морской обстановках осадконакопления на фоне преимуществен-



ного юго-восточного продвижения (трансгрессии) моря. В условиях пульсационного (циклического) протекания верхнеюрской трансгрессии закартированный песчаный бар постоянно мигрировал вслед за перемещением береговой линии в среднем – позднем оксфорде и раннем кимеридже ( $J_3O_{2-3}-K_1$ ) за береговой линией, замещаясь по латерали глинистыми отложениями забаровой лагуны. После завершения позднеюрской трансгрессии на территории устанавливалась глубоководно-морская обстановка осаконакпления ( $J_3K-K_1V$ ), в условиях которой произошло образование глин георгиевской, баженовской и частично куломзинской свит. Начавшийся регрессивный этап осадкообразования на границе верхней юры и нижнего мела положил начало накоплению нижнемеловых пород куломзинской свиты, вмещающих разновозрастные ачимовские отложения ( $K_1br-val$ ).

Реконструкции палеобстановок осадконакопления времени формирования верхнеюрских и нижнемелового продуктивных пластов на рассматриваемом участке территории призваны вы-

полнить две прикладные задачи: 1) постоянная производственная необходимость уточнения границ открытых и эксплуатирующихся залежей на месторождениях УВ; 2) прогнозирование обнаружения ловушек и залежей нефти и газа на прилегающих к открытым месторождениям участках.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Даненберг, Е. Е.** Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) [Текст] / Е. Е. Даненберг, В. Б. Белозеров, Н. А. Брылина. – Томск : ТПУ, 2006. – 291 с.

2. **Залежи** углеводородов в нижней и средней юре Обь-Иртышской нефтегазоносной области Западной Сибири [Текст] / В. С. Сурков, Ф. Г. Гулари, В. П. Девятов [и др.] // Геология и геофизика. – 1995. – № 6. – С. 47.

3. **Муромцев, В. С.** Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа [Текст] / В. С. Муромцев. – Л. : Недра, 1987. – 230 с.

© И. А. Никитин, 2014

#### НИКИТИН Иван Александрович

Национальный исследовательский Томский государственный университет, Томск, кафедра палеонтологии и исторической геологии, аспирант

E-mail: Nikitin\_ivan\_alex@mail.ru