

## КРАТКИЕ СООБЩЕНИЯ

УДК 551.3.051

Н.Н. Петракова<sup>1</sup>, Г.А. Калмыков<sup>2</sup>, Н.И. Коробова<sup>3</sup>

### ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЕТЫПУРОВСКОГО МЕЗОВАЛА

Представлена характеристика продуктивных пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> верхнеюрских отложений одного из месторождений Етыпурского мезовала. В результате исследования керна и геофизических данных каротажа скважин построена обобщенная схема обстановок осадконакопления для позднеюрского времени. Северную часть месторождения занимает дельтовый комплекс, южную — отложения пляжей, центральную — отложения лагун и надводных валов и кос. Полученная схема позволяет объяснить зависимости проницаемости от открытой пористости и проницаемости от эффективной пористости, а также аномально высокие дебиты нефти, полученные из некоторых скважин.

*Ключевые слова:* Западная Сибирь, васюганская свита, обстановки осадконакопления.

This work is an example of facial conditions recovery using core and log data of the Upper Jurassic deposits (U<sub>1</sub><sup>1</sup> and U<sub>1</sub><sup>2</sup> layers) on one of the fields within the Etypur arch. As a result a generalized facial scheme of Upper Jurassic deposition was constructed. There are several zones within the field: a delta complex on the North, lagune and shallow sea deposition in the centre and shallow sea zone, including beaches, on the South. The scheme allows to explain a character of permeability — total porosity and permeability — free fluid porosity diagrams and also explains anomalous high debits from some wells on the field.

*Key words:* West Siberia, vasyugan formation, facial conditions.

**Введение.** Фациальный анализ терригенных отложений в последние годы становится все актуальнее в связи с тем, что большинство антиклинальных ловушек в Западной Сибири выявлено в процессе 3D-сейсморазведки, а перспективы открытия новых залежей нефти и газа связаны с литологическими ловушками. Мы постарались охарактеризовать условия накопления продуктивных отложений верхнеюрской системы на одном из месторождений Етыпуровского мезовала с целью выявления и уточнения литологических ловушек нефти.

Етыпуровский мезовал расположен в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Он представляет собой структуру 2-го порядка и входит в состав Варьганско-Пурпейской зоны линейных структур. Изучаемое месторождение вытянуто субмеридионально и имеет северный и южный купола. Порода разбита разломами, которые прослеживаются от доюрского основания до верхнемеловых отложений. Фундамент на изучаемой территории не вскрыт скважинами, глубина его залегания составляет около 4000 м, он имеет предположительно позднедевонский возраст. Юрская система представлена терригенными

отложениями котухтинской, тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит.

Накопление васюганской свиты носило циклический трансгрессивно-регрессивный характер. Пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> накопились в период локальной регрессии, между ними расположена глинисто-алевролитовая трансгрессивная пачка. Верхний пласт перекрыт трансгрессивной георгиевской свитой.

**Объекты исследования и методика работы.** Объект исследований — верхнеюрские отложения нефтегазоносного комплекса васюганской свиты, представленные двумя продуктивными пластами — Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Основные дебиты из этих пластов приурочены к северной части месторождения и аномально высоки для юрских месторождений Западной Сибири. Кроме того, зависимость значений коэффициента проницаемости от значений коэффициента открытой пористости (рис. 1, А) показывает неоднородное строение резервуара. Мы исследовали причину этих различий. Каротажные данные получены по 31 скважине, 5 из них охарактеризованы керном.

Исследования керна включали макроскопическое описание, описание в шлифах, определение

<sup>1</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант; *e-mail:* natali.petrakova@gmail.com

<sup>2</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, доцент, ст. науч. с.; *e-mail:* gera64@mail.ru

<sup>3</sup> Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, ассистент; *e-mail:* nataliya.korobova54@mail.ru

фильтрационно-емкостных свойств, построение литологических колонок и петрофизических зависимостей. На основании этих данных построена принципиальная фациальная модель отложений и проведена верификация методики Муромцева. По каротажным данным скважин, из которых не отбирался керн, проведено литологическое расчленение разреза, выделены продуктивные интервалы, определена фациальная принадлежность по методу электрофаций.

**Результаты исследований и их обсуждение.** Для керна, полученного из 5 скважин, выполнено макроскопическое описание и изучение в шлифах, для каждой скважины построены литологические колонки и определены обстановки осадконакопления [Иванов и др., 2008].

В северной части месторождения керном охарактеризованы скважины № 3 и 5. Скважина № 3 охарактеризована керном наиболее полно. Разрез скважины представлен тремя пачками (рис. 2). Нижняя — пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> — представлена песчаниками разной зернистости с плохой и средней сортировкой обломочного материала. Для пород характерна косая, косо-волнистая, волнистая и перекрестная косая слоистость. Встречаются эрозионные врезы, растительный детрит на плоскостях напластования и тонкие углистые прослои. Средняя пачка представлена алевролитами разномерными, алевритово-глинистыми и глинисто-алевролитовыми ритмитами с чередованием серий через 1–1,5 мм. Текстуры линзовидные, параллельные горизонтальные, нарушенные биотурбацией и корневыми системами. Отмечены обильный углефицированный растительный детрит (УРД), повышенная углистость, песчаность, микроконкреции пирита и сидерита. Верхняя пачка — пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> — сложена преимущественно полимиктовыми песчаниками средне- и крупнозернистыми. Среди текстур преобладают косая параллельная (в нижней части), слоистость волнистая и косо-волнистая. В нижней половине разреза отмечены эрозионные врезы, выполненные более грубым песчаным материалом. Мощность пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> 17,5 м.

Отложения пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> также вскрыты и охарактеризованы керном в скважине № 5, где имеют толщину около 13 м и согласно залегают на алевритово-глинистых и глинисто-алевролитовых отложениях аллювиально-дельтовой равнины. Пласт сложен мелко- и среднезернистыми песчаниками со средней и хорошей сортировкой. Среди текстур преобладают косоволнистая и волнистая, в верхней части пласта появляется косая параллельная. Текстуры интенсивно нарушены корневыми системами. По плоскостям напластования наблюдаются фрагменты растительного детрита. Обломочные зерна окатаны хорошо и полуокатаны. Отметим, что состав пород меняется вверх по разрезу: уменьшается количество обломков пород (с 35–36 до 30–32%), полевых шпатов (от 30–33 до 25–27%), слюд (от 2–3 до 1–2%), УРД (от 3–5 до 0–2%), в то время как количество кварца увеличивается от 25–28 до 38–40% в верхней части.

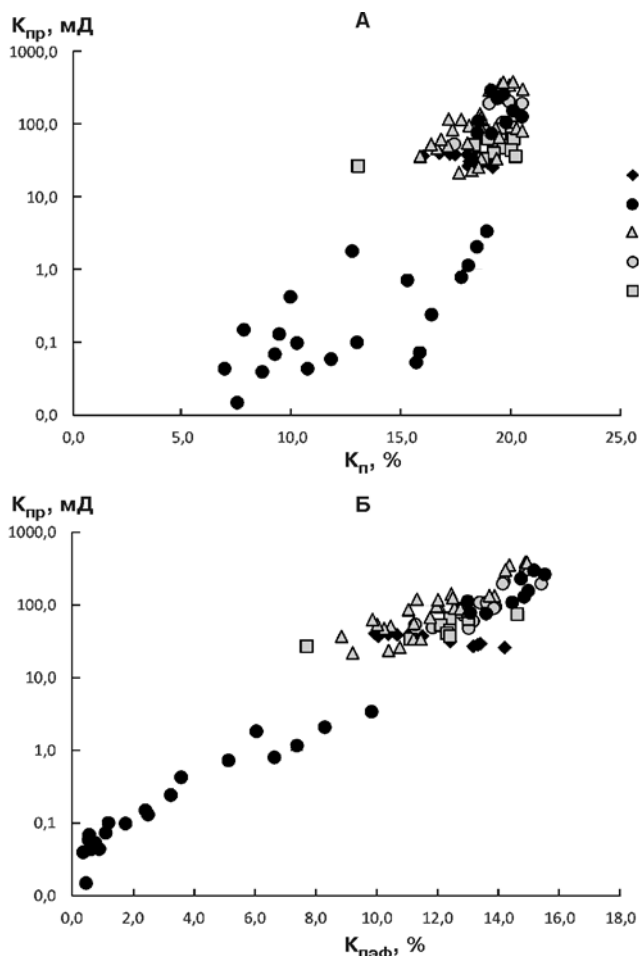


Рис. 1. Графики зависимости значений коэффициента проницаемости от значений коэффициента пористости (А) и зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента эффективной пористости (Б), построенные для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> (1, 2, 3, 6, 7 — скважины)

Эти отложения несогласно перекрыты песчаниками в разной степени карбонатными, с многочисленными включениями фаунистических остатков, которые сменяются трансгрессивными отложениями кремнисто-карбонатного и глинисто-кремнистого состава.

В центральной части месторождения пробурены скважины № 1 и 2 с отбором керна. В разрезе скважины № 1 отложения васюганской свиты представлены керном двух интервалов (рис. 3). Нижняя пачка имеет толщину 3,65 м и сложена алевролитами мелкозернистыми, углисто-глинисто-алевролитовыми, а также алевритово-глинисто-углистыми породами. Для них характерны параллельная и линзовидная текстура, волнистая слоистость, знаки ряби, повышенные углистость, песчаность и многочисленные нарушения в виде корневых систем и ходов илоедов. Количество углистых компонентов варьирует от 5 до 10%. Породы в разной степени пиритизированы и сидеритизированы. На них несогласно залегают песчаники пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, неравномерно углистые, средне- и мелкозернистые, со средней сортировкой. Обломки пород окатаны хорошо и полуокатаны, представлены кварцем (38–45%), полевыми шпатами (30–35%), обломками пород (24–25%). Содержание цемента варьирует от

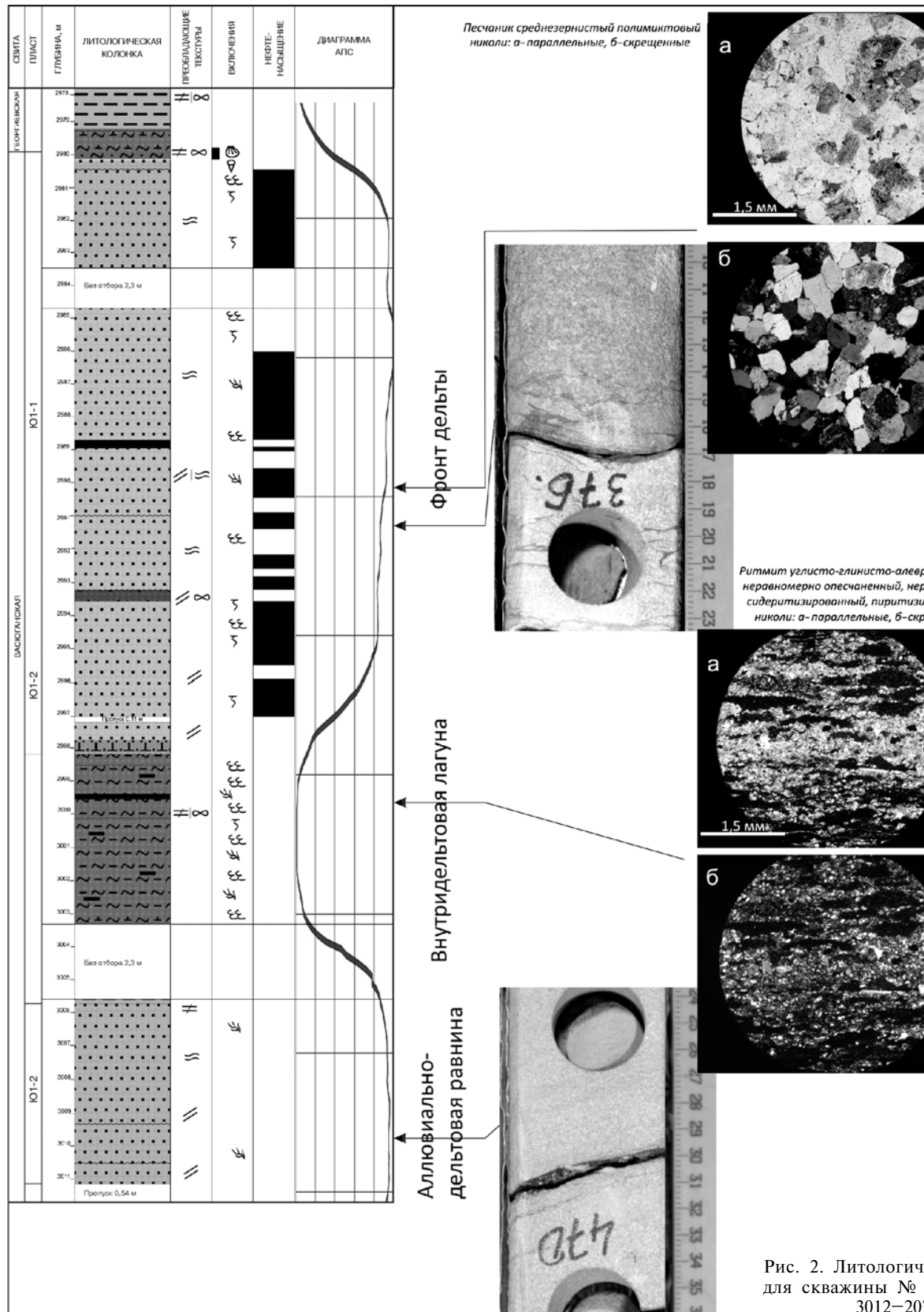


Рис. 2. Литологическая колонка для скважины № 3 в интервале 3012–2078 м

5 до 7%. Встречаются глинистые ритмиты, для них характерна параллельная, волнистая, косоволнистая и косая разнонаправленная слоистость и средняя сортировка обломочного материала. Встречаются многочисленные нарушения текстур корневыми си-

стемами, ходами илоедов, норами зарывающихся и сверлящих ракообразных.

Верхневасюганские отложения в скважине № 2, охарактеризованные керновым материалом, разделяются на 2 пачки разного генезиса. Нижняя пачка сложена

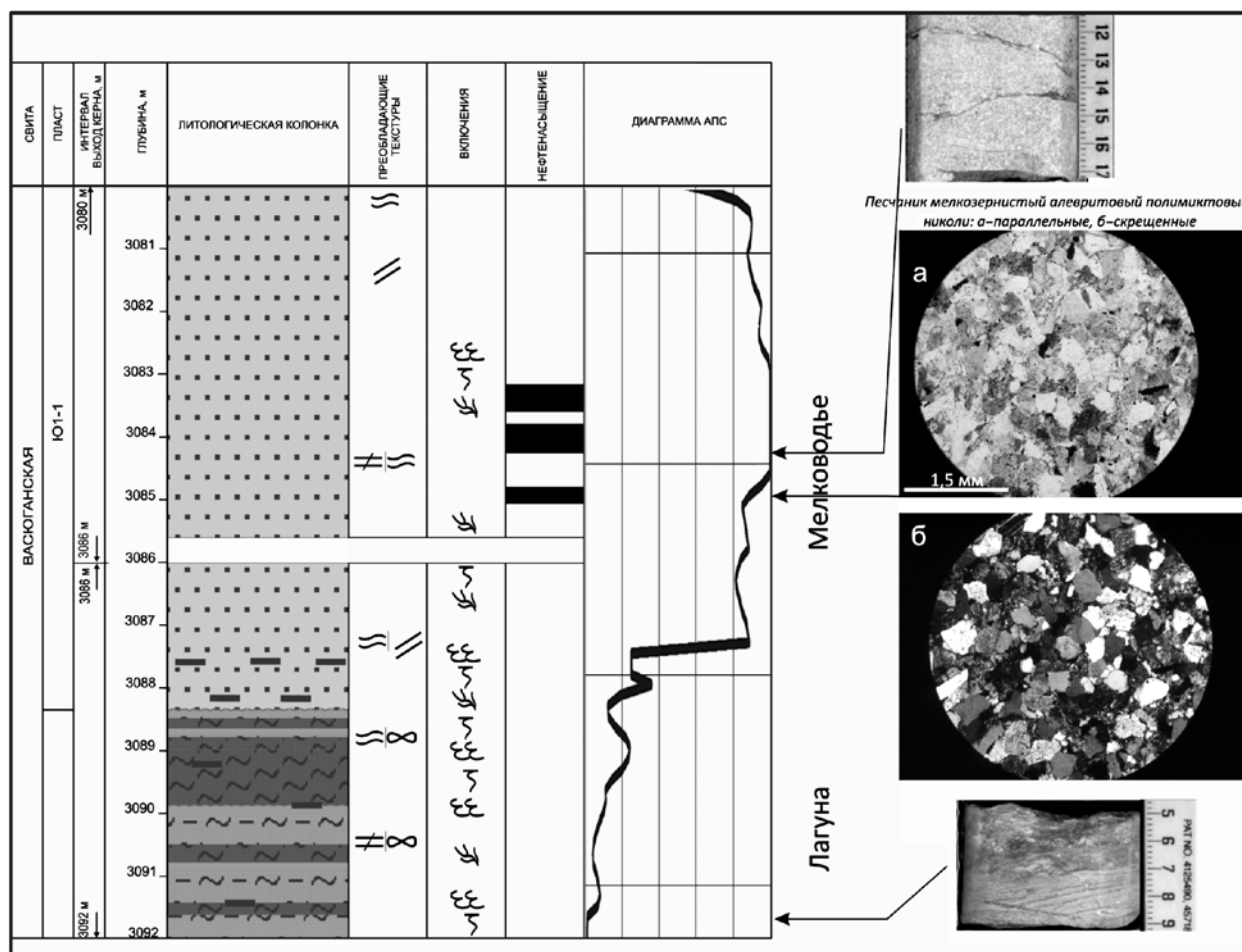


Рис. 3. Литологическая колонка для скважины № 1 в интервале 3092–3080 м

породами алевритового, глинисто-алевролитового и алевролитово-глинистого состава. Для них характерны разные виды текстур, часто нарушенных биотурбацией и взмучиванием, — от тонкой горизонтально-слоистой до неясной косой и знаков ряби. Отмечена повышенная углистость. Выше несогласно залегают мелко- и среднезернистые песчаники, алевролитово-песчаные, алевролитовые и глинисто-алевролитовые породы. Песчаники характеризуются косой параллельной, косоволнистой, косолинзовидной и волнистой слоистостью. В них отмечают эрозионные врезы, субвертикальные ходы илоедов, а также тонкий раковинный детрит. Обломочный материал окатан хорошо и полуокатан, характеризуется средней сортировкой. В составе песчаников присутствуют кварц (38–40%), полево шпат (30–37%), обломки пород (до 20%), слюды (1–3%), УРД (1–3%). Отложения пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> несогласно перекрыты породами вышележащей толщи, выделяемой условно в стратиграфическом объеме георгиевской и баженовской свит.

В южной части месторождения керном охарактеризована скважина № 4 (рис. 4). Отложения верхне-васюганской подсвиты в разрезе этой скважины представлены несколькими интервалами. В нижней части разреза выделяется песчаный пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, залегающий внутри существенно алевролитовых и глинисто-

алевролитовых пород. Отложения пласта представлены песчаниками разномасштабными, неравномерно углистыми, преимущественно косослоистыми, иногда расчлененными маломощными глинисто-алевролитовыми породами пойменного генезиса. В нижней части пласта отмечены врезы, к плоскостям напластования косых серий приурочена галька черных глинистых пород. Выше залегают песчаники среднезернистые, для которых характерна параллельная горизонтальная и волнистая текстуры, песчаники переслаивают с алевролитово-песчаными породами.

Вышележащая толща представлена чередованием карбонатных и некарбонатных песчаников. Карбонатные разности характеризуются крупно- и среднезернистой структурой, пятнистой и волнистой текстурами. Некарбонатные песчаники характеризуются мелко- и среднезернистой структурой, волнистой и косой параллельной слоистостью. Вверх по разрезу эти породы сменяются более глубоководными отложениями георгиевской свиты, а затем преимущественно глинистыми породами шельфа.

Для определения обстановок осадконакопления в точках, где скважины не охарактеризованы керном, использованы синтетические кривые метода собственной поляризации (АПС). В соответствии с методикой Муромцева анализировали каждую

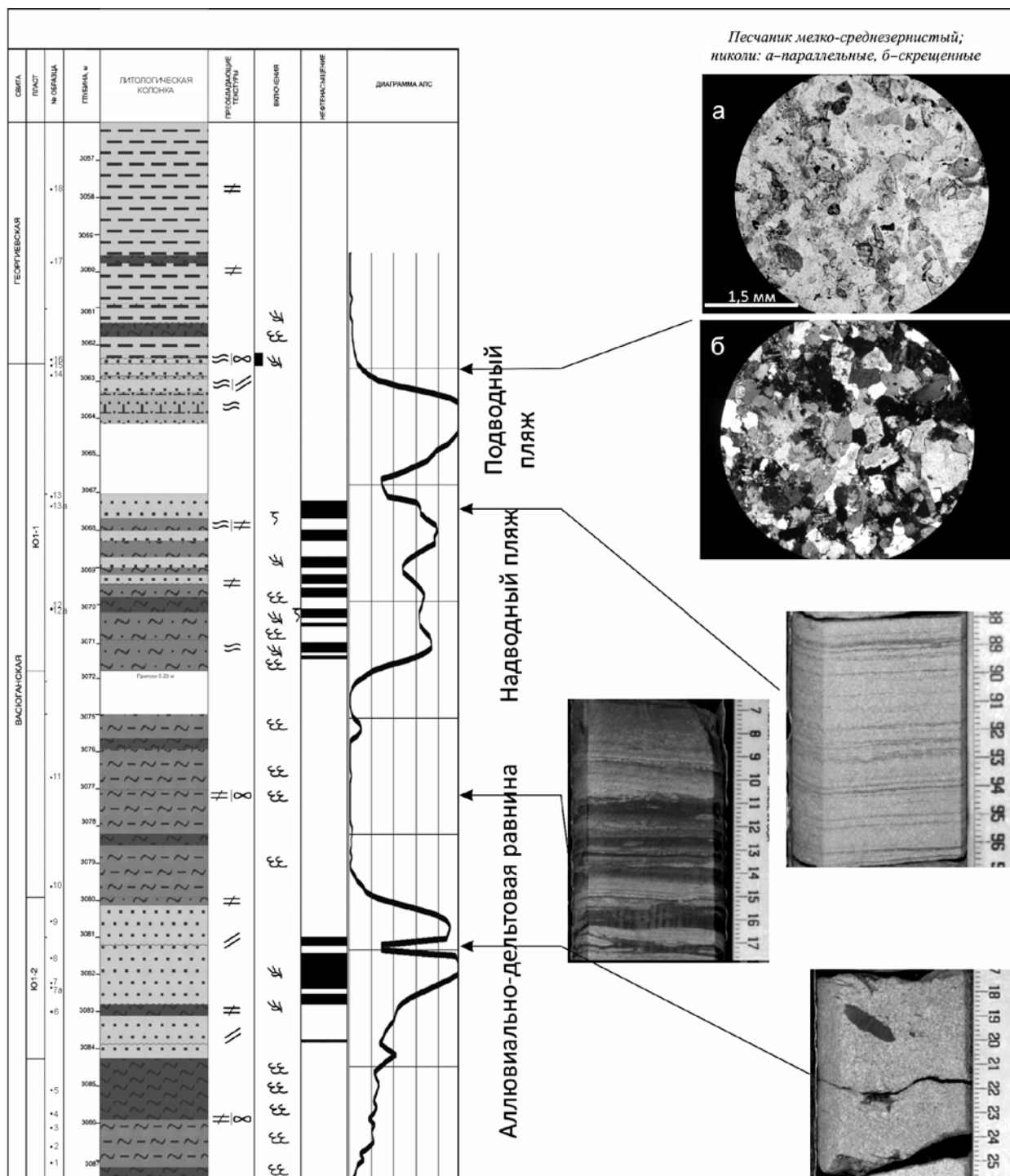


Рис. 4. Литологическая колонка для скважины № 4 в интервале 3087–3056 м

аномалию: кровельную, подошвенную и боковую линии, а также максимальные значения отклонения от линии глин [Муромцев, 1984]. По этим признакам скважины разбиты на группы. Например, северную часть месторождения занимают скважины с принципиально одинаковыми аномалиями кривых АПС. Разрезы скважин № 3 и 5 из этого района, как показано выше, похожи между собой, вскрытые ими породы образовались в одинаковых условиях. Таким образом, вся эта территория отнесена к одной обстановке осадконакопления. С использованием

каротажных данных уточнены границы обстановок, определенных в результате исследования керна в 5 точках месторождения.

На основании проведенных литолого-седиментологических исследований сделан вывод о том, что породы отлагались в прибрежно-морских условиях.

В результате исследований нами реконструировано, что пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в разрезе скважины № 3 накопился в условиях аллювиально-дельтовой равнины с преобладанием аллювиальных отложений. Межпластовая глинисто-алевролитовая пачка отлагалась предпо-

жительно в условиях внутридельтовой лагуны. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> относится к отложениям выдвигающегося фронта дельты, причем как в скважине № 3, так и в скважине № 5. В результате анализа каротажных данных сделан вывод о том, что вся северная часть месторождения в поздневазюганское время представляла собой дельтовый комплекс.

Строение и вещественный состав пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в скважинах № 1 и 2 позволяют сделать вывод о крайне мелководной обстановке седиментации, в которой формировались преимущественно надводные валы и косы. Отложения пласта подстилаются породами, имеющими лагунный генезис.

Нижняя часть разреза скважины № 4 образовалась предположительно в условиях аллювиально-дельтовой равнины, а породы пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> имеют аллювиальный генезис. Вышележащая толща отнесена к мелководным отложениям, преимущественно пляжевым, причем выделяются породы надводной зоны, а выше подводной.

Совместная интерпретация результатов исследования колонок керна и каротажных данных позволила сформировать обобщенную схему обстановки осадконакопления для верхневасюганской подсвиты, представленную на рис. 5.

Полученная схема косвенно подтверждается построенными петрофизическими зависимостями (рис. 1). На графиках светлым выделены образцы из скважин, вскрывших дельтовый комплекс, а черным — из скважин, попавших в зону мелководья в центральной части месторождения. Зависимость значений коэффициента проницаемости от значений коэффициента открытой пористости показывает значительную неоднородность, в то время как значения коэффициента проницаемости и коэффициента эффективной пористости связаны более строгой зависимостью. Проницаемость терригенных пород зависит от их состава, размера зерен, а также от структуры порового пространства. Открытая пористость показывает только общий объем пустотного пространства, но не характеризует его. Эффективная пористость показывает объем пустот, по которым может двигаться флюид; таким образом, она учитывает факторы, влияющие на проницаемость. Анализируемые скважины вскрыли отложения, образовавшиеся в разных условиях и соответственно имеющие разные коллекторские свойства. Наилучшими коллекторскими свойствами на изучаемом месторождении обладают песчаники из скважин дельтового комплекса. Они хорошо сортированы, характеризуются более высокой зернистостью и пониженным содержанием цемента, поэтому такие породы имеют более высокую проницаемость, чем отложения мелководных аккумулятивных тел при той же открытой пористости.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А. и др. Петрофизические методы исследования кернового материала: (Терригенные отложения): Учеб. пособие: В 2 кн. Кн. 1. М.: Изд-во Моск. ун-та, 2008.

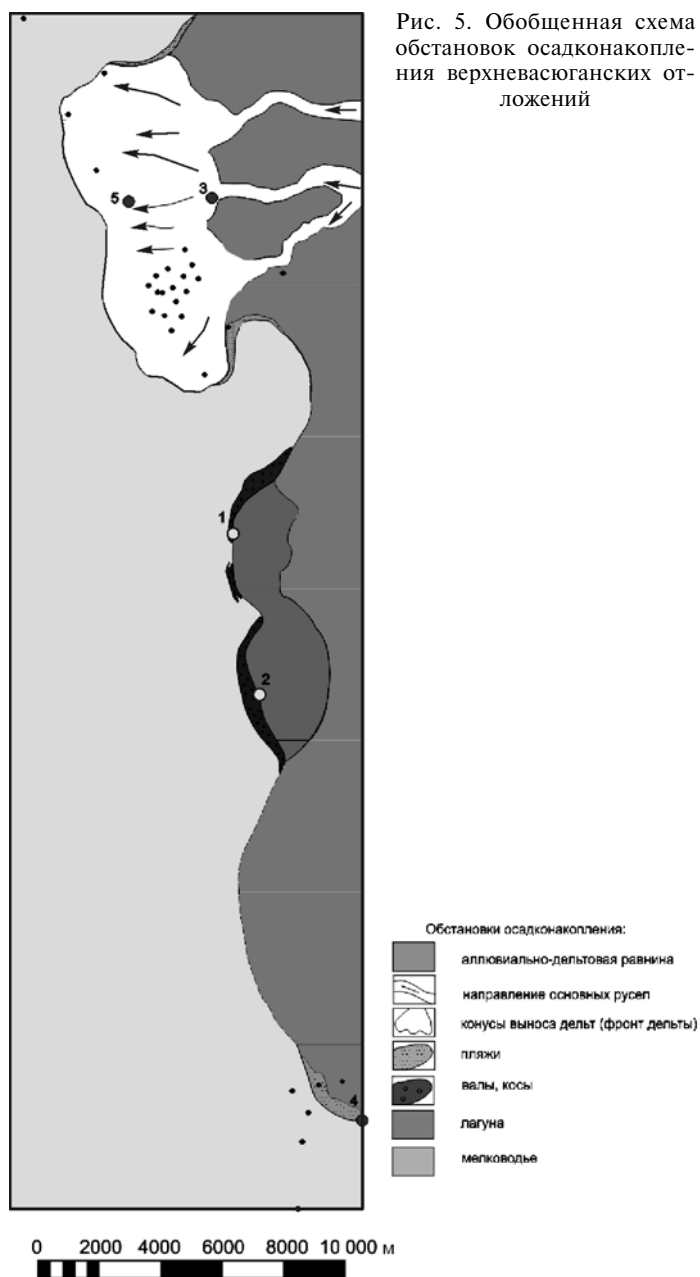


Рис. 5. Обобщенная схема обстановки осадконакопления верхневасюганских отложений

**Заключение.** Таким образом, в результате исследований охарактеризованы верхневасюганские отложения Етыпуровского мезовала и построена обобщенная схема обстановки их образования. Северную часть месторождения занимает дельтовый комплекс, в южной части скважины вскрыли прибрежно-морские отложения, преимущественно пляжевые. В центральной части территории в поздневазюганское время отлагались прибрежно-морские осадки лагун и надводных валов и кос. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают коллекторы в северной части, с ними же связаны наиболее высокие дебиты нефти.

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

Поступила в редакцию  
22.11.2012