

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, ПОЛУЧЕННЫЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БУРЕНИЯ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ СГ-7 — ЕН-ЯХИНСКОЙ ПРИ ЗАБОЕ 5050 м (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

А. М. Брехунцов, В. Н. Бородкин, В. С. Бочкарев
(ОАО "СибНАЦ"),

Г. Г. Кучеров
(ООО "Уренгойгазпром"),

В. И. Горбачев
(ФГУП НПЦ "Недра"),

В. А. Сулягин
(ТГРЭ СГБ),

Т. В. Карасева-Белоконь, Ю. А. Ехлаков
(КамНИИКИГС)

На севере Западно-Сибирской равнины наиболее полно изучен глубоким и сверхглубоким бурением (скважины глубиной более 5000 м) геологический разрез мезозойско-кайнозойских отложений в Уренгойском нефтегазоносном районе (НГР), расположенном в центральной части Надым-Тазовского междуречья. Пробурено более 15 таких скважин, в том числе для решения региональных геологических задач [1].

Скважины, пробуренные преимущественно в пределах Уренгойского вала (скв. 279, 282, 336, 410, 411, 414, 673), на его восточном погружении (скв. 356, 358 — Ево-Яхинские, скв. 700 — Самбургская) и северном продолжении (скв. 501 — Ен-Яхинская; скв. 500 — Ямбургская и др., рис. 1), вскрыли терригенные образования нижней юры или верхнего триаса.

Из перечисленных скважин лишь скв. 414 Уренгойской площади вскрыла эффузивные образования триасового (?) возраста, представленные трахибазальтами, трахиандезитами и их туфами. В остальных скважинах на забое вскрыты песчано-глинистые породы, аркозовые или аркозо-граувакковые конгломераты нижней юры (новоуренгойская свита) и триаса (витютинская свита) [4].

Интересные данные получены в Тюменской сверхглубокой скважине (СГ-6) [7], пробуренной в восточной части Уренгойского НГР, в наиболее прогнута части по подошве мезо-кайнозойского осадочного чехла, где впервые вскрыт полный комплекс мезо-кайнозойского разреза. Забой скважины составил 7502 м, и по находкам в интервале 7310...7317 м в палинокомплексе пыльцы кордаитовых и крупной пыльцы хвойных

Выполнена корреляция разрезов глубоких скважин, в том числе СГ-6, СГ-7, с разрезом стратотипической скв. 414 — Уренгойской. Установлено увеличение толщины юрских отложений в северном направлении, дана прогнозная оценка глубин залегания границы юры и триаса. На основании выполненной корреляции и с учетом отбора керна по глубоким скважинам и по скв. СГ-6 намечены оптимальные интервалы отбора керна в скв. СГ-7. Приводятся новые данные по геологии и нефтегазоносности неокон-юрских отложений, полученные в скв. СГ-7 при забое 5050 м.

A correlation of deep wells' sections, including SG-6 and SG-7, as well as a correlation of those with a stratotypical 414 Urengoiskaya well are made. Northward thickening of Jurassic sediments is observed, and depth predictions of a Jurassic-Triassic boundary are given. Based on the correlations performed and accounting the results of deep-well and SG-6 core sampling, the optimal core-sampling intervals in the well SG-7 are identified. Presented are the data obtained by geology and oil and gas content in the Neocomian-Jurassic sediments in the SG-7 well bottomholed at 5050 m.

пермского возраста [5] представлен туфами и базальтами аймальской свиты [6]. Однако, по мнению В. С. Суркова и др. [10], выделенный палинокомплекс является переотложенным, поэтому в Тюменской сверхглубокой скважине (СГ-6) на забое вскрыты вулканогенные отложения триаса, которые прогнозируются ниже глубины 8000 м. Не представляется возможным однозначно провести границу между юрскими и триасовыми отложениями по имеющимся находкам флоры и спорово-пыльцевым комплексам в ряде глубоких скважин (скв. 411, 414 — Уренгойские, скв. 356 — Ево-Яхинская и др.) и СГ-6. На рис. 2 приведен вариант корреляции СГ-6 через ряд глубоких скважин.

Пунктиром показана граница юры и триаса, по Ю. А. Ехлакову и др. [6]. Однако в интервале 5065...5130 м в стратотипе (скв. 414) и в других скважинах, кроме триасового, установлены и юрские спорово-пыльцевые комплексы (Брадучан и др. 1997), т. е. этот интервал Ю. В. Брадучаном рассматривается как переходная зона от юрских отложений к триасовым. Ниже глубины 5130 м юрских спорово-пыльцевых комплексов не обнаружено, поэтому граница в стратотипе принята именно на этой глубине. Хотя разница в отметках границы небольшая, тем не менее, это ведет к отклонению границ внутри триаса между витютинской и варенгайхинской свитами.

В 2000 г. в Уренгойской НГР начато бурение сверхглубокой скважины СГ-7 — Ен-Яхинской с проектной глубиной 7500 м. Скважина расположена в седловине между куполами Песцового и Ен-Яхинского поднятий на 29-м региональном сейсмическом профиле (см. рис. 1). Это уже вторая сверхглубокая скважина в регионе.

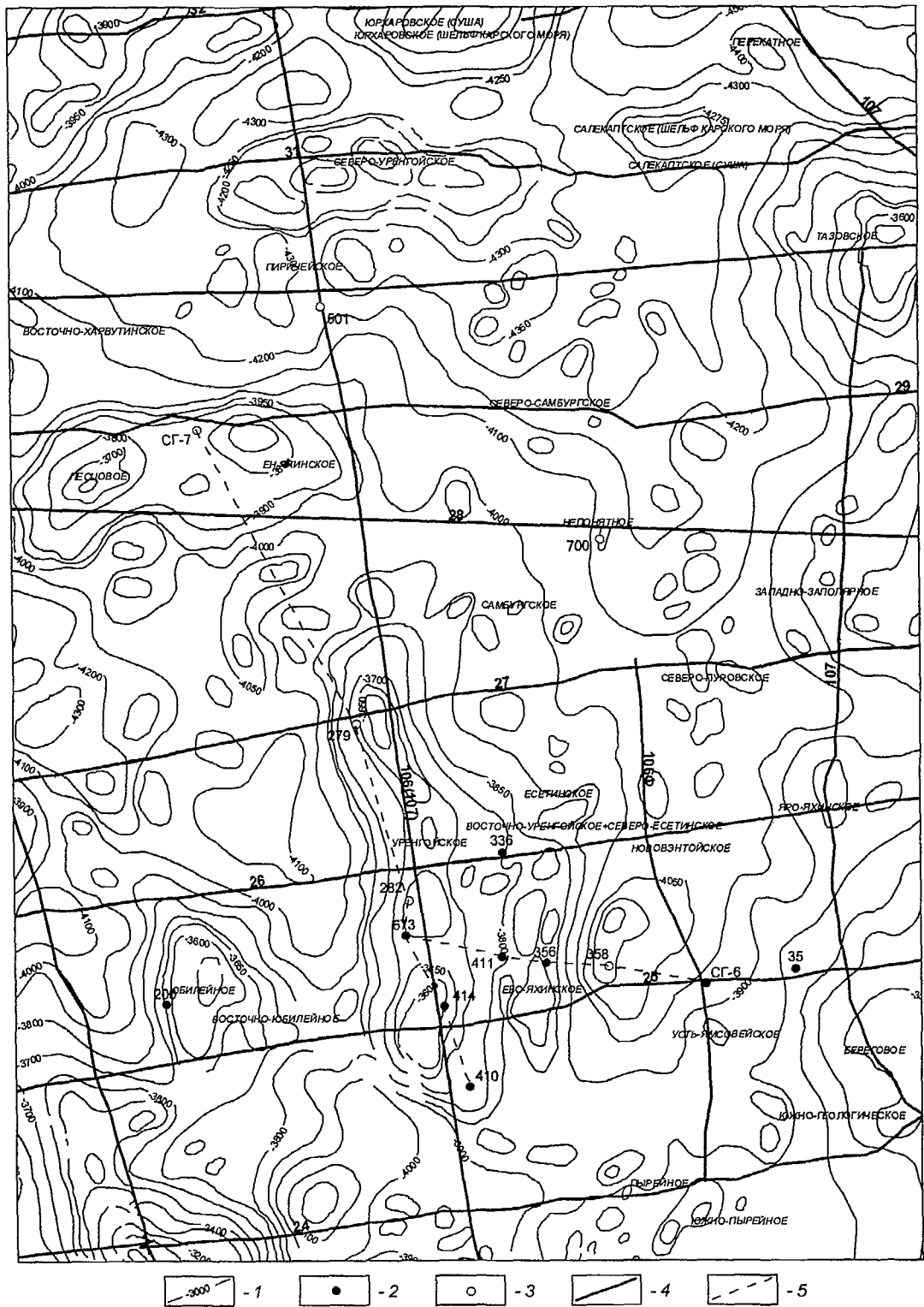


Рис. 1. Структурная карта по кровле тюменской свиты (бата) Уренгойского НПГ:

1 — изогипсы кровли тюменской свиты (горизонт Т); 2 — скважины, вскрывшие доюрские образования; 3 — скважины, вскрывшие нижнеюрские отложения; 4 — линии региональных сейсмических профилей; 5 — линии схем корреляции

Главные задачи, которые можно решить на основании информации по СГ-7:

1) наличие палеозойского чехла и привязка нового пакета отражающих границ Ia, Па, Пб;

2) наличие в низах чехла новой триасовой толщи, более древней, чем отложения, выделенные в разрезе скв. СГ-6 в пурскую свиту; ей отвечает пакет отражений Iв—Iг;

3) оценка нефтегазоносности нижнеюрских, триасовых и верхнепалеозойских отложений в структурных условиях — по горизонтам Б и А в пределах Песцового вала.

Кроме того, в районе скв. СГ-7, по В. С. Суркову и О. Г. Жеро [9], предполагается пермо-триасовый грабен-рифт, который пока никак не проявился на сейсмическом профиле 29 и, скорее всего, отсутствует (рис. 3).

На рис. 4 показана схема сопоставления скв. СГ-7 со стратотипом триасовых свит, выделенных в разрезе скв. 414 — Уренгойской. По результатам корреляции разрезов глубоких скважин граница юры и триаса в скв. СГ-7 ожидается в интервале 5630...5670 м, по проекту (Ярославль, 1999) и Ю. А. Ехлакову — на глубине 5550 м. Различие в отбивках границы юры и триаса связано с неоднозначностью ее выделения в скв. 414 (см. рис. 4). Разброс предполагаемых глубин залегания кровли триаса в нашем варианте в пределах 40...50 м связан с различной оценкой степени увеличения в северном направлении толщины юрских отложений между кровлей тюменской свиты и тогурской пачкой. Например, если в скв. СГ-6 она составляет 900 м, то в скв. 414 — 913 м, в скв. 673 — 959 м, в скв. 282 — 970 м, в скв. 279 — 986 м и в скв. СГ-7 — 1018 м. Аналогичная закономерность в изменении толщин в северном направлении отмечается между кровлей тогурской пачки и кровлей триасовых отложений. Если в скв. 414 эта толщина пород составляет 615 м, то в расположенной северо-западнее скв. 673 она уже достигает 656 м (см. рис. 4).

В этой ситуации глубина залегания кровли триасовых отложений прогнозируется нами в некотором интервале. По мнению авторов, это обусловлено региональным моноклинальным наклоном дна седиментационного палеобассейна в северном направлении в период накопления глинистых пачек (радомской, тогурской и др.). При этом в процессе резких трансгрессий, возможно, происходили размыв и срезание подстилающих отложений, чем также можно объяснить колебание толщин юрских отложений. Как и для неокомских пород, между трансгрессивными глинистыми пачками отмечается макрокосая структура разреза юры (см. рис. 4) [3].

Для уточнения привязки разреза скв. СГ-7 с соседними глубокими скважинами планируется при забое 5500 м проведение промежуточного каротажа. На рис. 5 на разрез скв. СГ-7 вынесены все интервалы отбора керн по глубоким скважинам, в том числе и по скв. СГ-6 в юрских и триасовых отложениях.

После промежуточного каротажа в скв. СГ-7 будут уточнены интервалы отбора керн для решения

вопросов, связанных с граничными слоями юры и триаса. В них планируется сплошной отбор керн до 200 м. Кроме того, предусматривается отбор керн в триасовой части разреза, не охарактеризованной в скв. СГ-6, а также на предполагаемой границе перми—триаса и в более глубоких горизонтах (см. рис. 5).

Ниже кратко остановимся на принципиально важных моментах геологии и нефтегазоносности, полученных по скв. СГ-7 при забое 5050 м.

Самые верхние интервалы отбора керн (3620,5...3647,3 и 3826,15...3834,46 м), связанные с отложениями ачимовской толщи, представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Отмечаются прослои песчаника серого с коричневатым оттенком, полимиктового, средне-, мелкозернистого, с глинисто-карбонатным цементом, плитчатого за счет горизонтальных трещин (рис. 6, а). Пустотное пространство представлено межзерновыми порами и извилистыми трещинами, к которым приурочены зоны ослабленной цементации (рис. 6, б). Красным цветом в шлифе изображено пустотное пространство, заполненное окрашенным полимером. По всему интервалу в керне отмечается запах углеводородов. Аналогичные трещиноватые плитчатые песчаники установлены и в интервале 3826,15...3834,46 м (рис. 6, в). Для определения остаточной нефтенасыщенности методом экстракции образцы анализировались в аппарате Сокслета. Кроме того, у всех образцов керн фиксировались признаки нефтенасыщенности при люминесцентном анализе и микроописании. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности изменяется от 11,4 до 33,4 % при среднем его значении 20,2 %. Наибольший коэффициент остаточной нефтенасыщенности зафиксирован в интервале 3826,2...3834,5 м. По результатам исследований можно утверждать, что в разрезе ачимовской толщи вскрыты нефтенасыщенные коллекторы.

В процессе пиролиза органического вещества методом Rock-Eval в терригенных породах из интервала 3620,3...3647,3 м выявлен низкий нефтяной (показатель продуктивности пласта $S_1 = 0,02...0,18$ мг/г) и невысокий генерационный ($S_2 = 0,03...0,7$ мг/г) потенциал. В интервале 3826,2...3834,6 м нефтяной потенциал песчаников выше (S_1 до 1,97 мг/г), что соответствует продуктивному пласту, включающему легкую нефть и газ. Общий углеводородный потенциал ($S_1 + S_2$ до 3,14 мг/г, в среднем 2,12 мг/г) характерен для пород со средним потенциалом.

Опробование ачимовской толщи на продуктивность в процессе бурения осуществлялось испытателем пластов на трубах в интервале 3633,5...3665,0 м. В результате был получен приток газа. Трубный газ с устья содержит в своем составе 88,08 % метана. Обнаружены также его гомологи ($C_{2+вышше}$), которые в сумме составили 10,3 %. Кроме того, в газе содержатся и наиболее тяжелые углеводороды — бутаны, пентаны и гексаны, суммарная концентрация которых равна 1,42 %. Газ, отобранный на устье из глубинного пробоотборника, близок по составу к трубному. В нем 90,80 % метана и 8,37 % $C_{2+вышше}$.

Запад

208

СГ-7

496

Восток

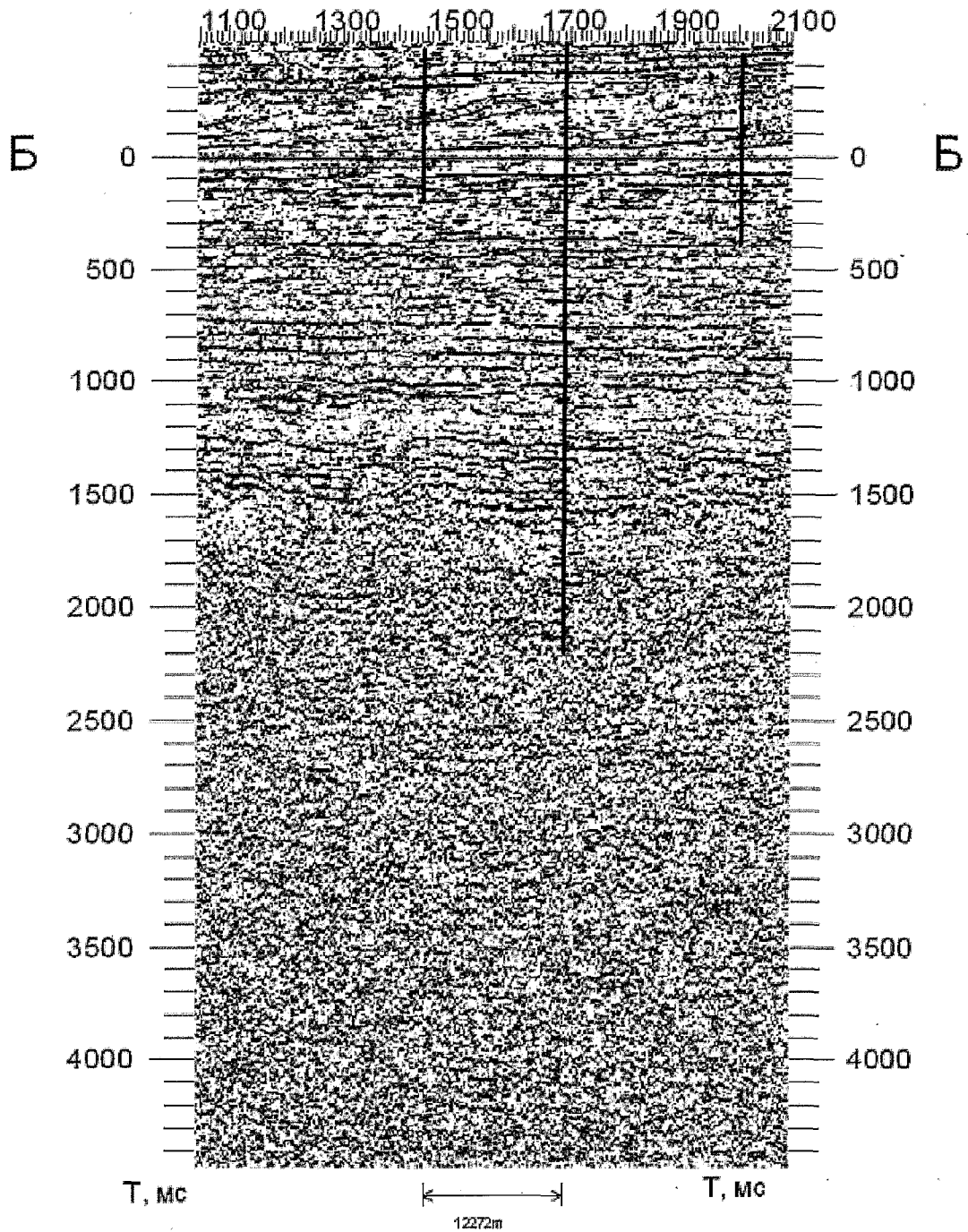


Рис. 3. Фрагмент регионального сейсмического профиля 29, выровненного на сейсмический отражающий горизонт Б (верхняя юра)

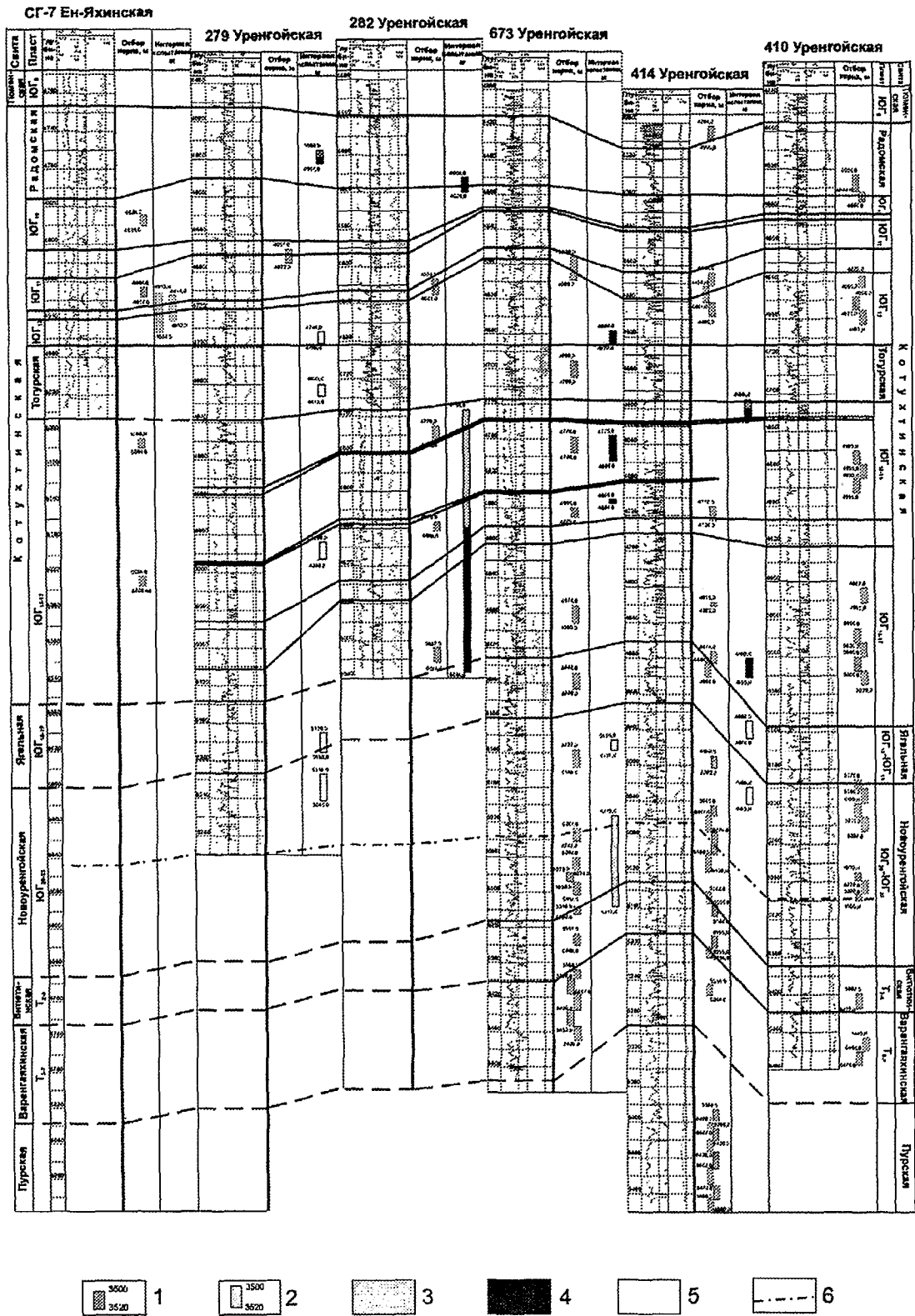


Рис. 4. Схема корреляции триас-юрских отложений по линии скв. 410 — Уренгойской — скв. СГ-7 — Ен-Яхинской: условные обозначения см. на рис. 2

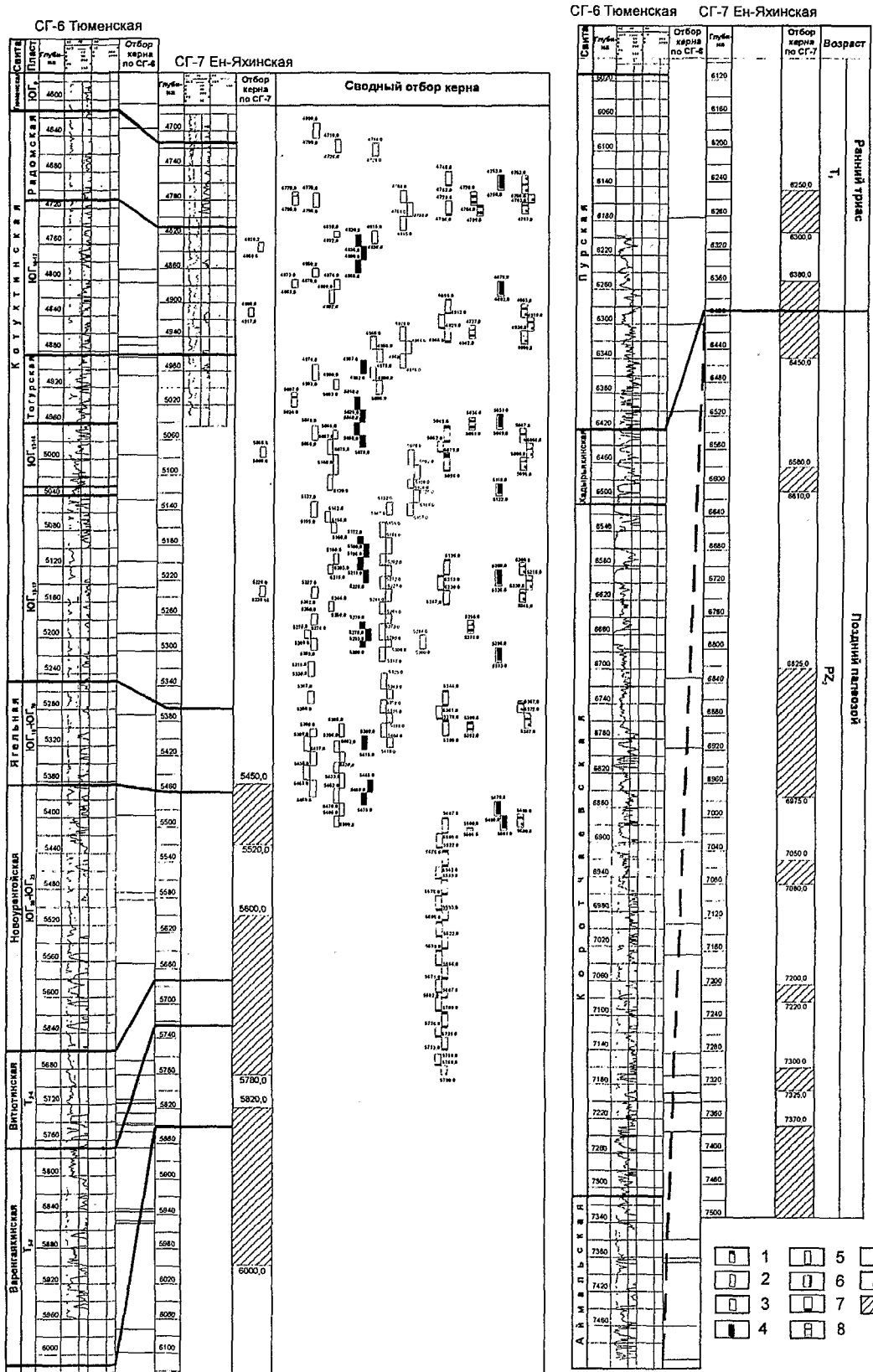
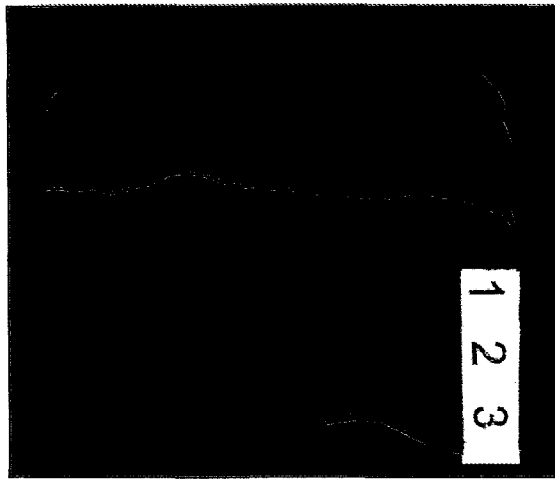
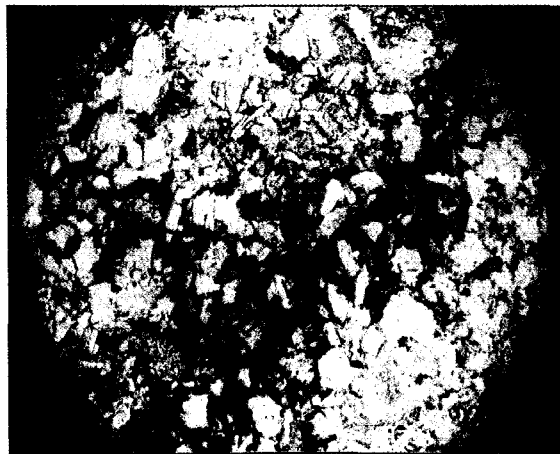


Рис. 5. Схема корреляции и охарактеризованности керна скв. СГ-6 и СГ-7 и намеченные проектные интервалы отбора керна по скв. СГ-7:

интервалы отбора керна по скважинам: 1 — 282 — Уренгойской, 2 — 673 — Уренгойской, 3 — 414 — Уренгойской, 4 — 410 — Уренгойской, 5 — 411 — Уренгойской, 6 — 358 — Ен-Яхинской, 7 — 356 — Ево-Яхинской, 8 — 700 — Самбургской, 9 — 336 — Восточно-Уренгойской, 10 — 501 — Ен-Яхинской; 11 — проектный керн по скв. СГ-7



a



Увеличение 60

б



в

Рис. 6. Фотографии ядра (а) и шлифа (б), отобранных в интервалах 3633,3...3640,4 и 3826,15...3834,46 м (в) по скв. СГ-7

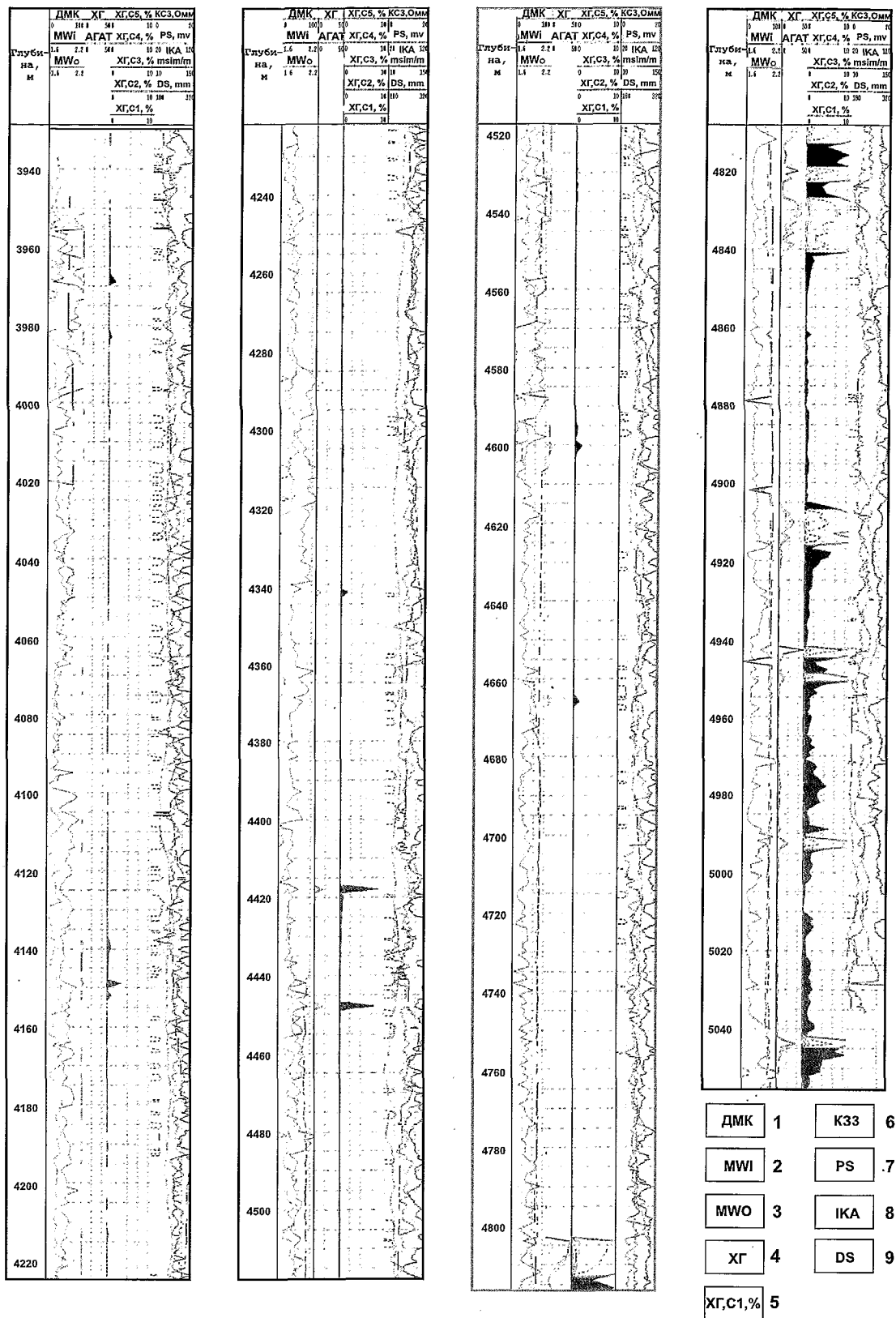


Рис. 7. Характеристика торских отложений в интервале 3930...5050 м механическим, газовым, индукционным и электрометрическим методами каротажа:

1 — детальный механический картаж, мин/м; 2 — плотность раствора на входе, г/см³; 3 — плотность раствора на выходе, г/см³; 4 — сумма газов, %; 5 — суммарное газосодержание O₂, O₃, O₄,..., %; 6 — кривая кажущегося сопротивления; 7 — кривая спонтанной поляризации; 8 — кривая индукционного каротажа; 9 — кавернограмма

Таким образом, сравнительная характеристика газов пластовых флюидов позволила сделать вывод о том, что газ испытанного интервала примерно на 90 % состоит из метана, менее 10 % составляют его гомологи (C_{2+} высшие), содержание азота около 1 %.

Следующие два интервала отбора керн из скв. СГ-7 связаны с верхнеюрскими отложениями: первый (3852,2...3854,6 м) — с битуминозными аргиллитами баженской свиты, второй (3936,4...3954,8 м) — с аргиллитами и алевролитами абалакской свиты.

Нижняя часть керн во втором интервале (кровля пласта ЮГ₂⁰) сложена переслаиванием алевролитов и песчаников на карбонатно-глинистом цементе. Здесь имеется пропласток с многочисленными оолитами, пропитанными углеводородами. Выше этого пласта разрез более глинистый, в нем встречены пропластки бежевого цвета глинисто-анкеритовой пиритизированной породы.

Принципиально новой информации по этой части разреза в скв. СГ-7 получено не было. Следует лишь отметить, что, несмотря на глинистый характер разреза, при подъеме образцов породы на поверхность наблюдалось слабое выделение газа (вскипание). Возможно, это связано с диффузией и миграцией по трещинам газа из залежи, приуроченной к отложениям тюменской свиты (пласты ЮГ_{2,4}), либо из пласта ЮГ₂⁰. На Песцовой площади из данного интервала разреза (пласты ЮГ_{2,4}) в скв. 208 получен приток газоконденсата (до 800 тыс. м³/сут), при этом коэффициент аномальности равнялся 2,0.

Следующие три интервала отбора керн связаны с континентальными (озерно-болотными и речными) образованиями тюменской свиты. Первый (3969,0...3980,8 м, пласт ЮГ₂) в начале и в конце представляет собой многократное ритмичное переслаивание темно-серых алевролитистых аргиллитов и желтовато-серых алевролитов, в верхней его части отмечаются прослой угля (до 7 см), корни растений. В центральной части интервала развиты преимущественно песчаные образования с прослойками черных сажистых углей и алевролитов. В песчано-алевролитовых породах на свежем сколе отмечен запах углеводородов. После подъема керн на поверхность наблюдалось выделение газа (вскипание). Вторым (4054,3...4066,2 м, пласт ЮГ₃) и третьим (4660,3...4672,4 м, пласт ЮГ₉) интервалы принципиально ничем не отличаются от описанного выше, с той лишь разницей, что количество песчаных образований в них уменьшается. В песчаниках на свежем сколе во втором интервале установлен запах углеводородов.

Два самых нижних интервала (4828,2...4839,6 и 4906,0...4917,1 м) приурочены к отложениям котухтинской свиты. Первый соответствует пласту ЮГ₁₀, второй — пласту ЮГ₁₁ (см. рис. 4). На рис. 4 показаны еще два интервала с отбором керн (5068...5080 и 5226,0...5238,46 м), но они авторами пока не анализировались.

По сравнению с отложениями тюменской свиты они представляют собой преимущественно песчаные разности с единичными прослоями алевролитистых аргиллитов и намывами углисто-слюдистого материала. Наблюдаются конгломератовидные и брекчиевидные образования, содержащие гальки и обрывки темно-серых аргиллитов в песчаниках. Формирование их происходило в относительно глубоководном озере или в мелководном морском бассейне, что было установлено ранее [2] по результатам анализа комплекса поглощенных катионов и гранулометрического анализа, выполненных в ряде глубоких скважин. Из указанных интервалов отобрано по два образца на анализ микрофауны и споропыльцы. Палеонтологические исследования выполнялись в ЗапСибНИГНИ.

Микрофаунистических остатков в образцах пород по результатам анализов не установлено, что может поставить под сомнение морской генезис отложений котухтинской свиты. Однако, учитывая количество выполненных определений, такое заключение не может быть категоричным.

По всему интервалу отбора керн после подъема его на поверхность наблюдалось вскипание керн (выделение газа).

Характеристика интервала 3930...5050 м механическим, газовым, электрометрическим и индукционным методами каротажа приведена на рис. 7.

Отмечены повышенные газопоказания над фоновыми в интервале залегания пластов ЮГ₂, ЮГ₄, ЮГ₇, ЮГ₈, ЮГ₉, особенно пластов ЮГ₁₀, ЮГ₁₁, ЮГ₁₂ и ЮГ₁₃ котухтинской свиты. В керне большинства из них отмечался запах углеводородов.

Опробование нескольких интервалов (3933...4000 и 4910...4942 м) юрских отложений пластоиспытателем на трубах было недостаточно качественным.

Таким образом, сопоставление разрезов скважин глубиной более 5000 м, расположенных на огромной площади (см. рис. 1), уже сейчас позволяет сделать ряд выводов:

1. Разрез ачимовской толщи весьма сходен с уренгойским типом разреза (см. рис. 3) [8].
2. Толща пород тюменской свиты четко не делится на две подсвиты, как и в других разрезах.
3. Тогурская пачка надежно коррелируется по всему Надым-Пурскому региону по комплексу ГИС и палеонтологическим данным (тоарский ярус).
4. Характер разреза средней и нижней юры принципиально ничем не отличается от более южных разрезов и отображает палеогеографическое единство и однообразие Надым-Пур-Тазовского региона.
5. По имеющимся сейсмическим материалам пока не подтверждается наличие надрифтового Худуттейского желоба.

б. Охарактеризованность разреза неокома и юры керном, данные газового каротажа свидетельствуют о перспективности этих отложений в нефтегазоносном отношении.

Как и планировалось, главные нефтегеологические события еще впереди, после пересечения скважиной отметки 6000 м.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бородин В. Н., Бочкарев В. С., Кулахметов Н. Х. Геологическое обоснование бурения глубоких скважин на Уренгойском поднятии и в прилегающих районах // Перспективы поисков нефти и газа в Западной Сибири. — Тюмень, 1986. — С. 56—59.
2. Условия седиментации нижнего мезозоя по разрезу Тюменской сверхглубокой скважины (СГ-6) / В. Н. Бородин, Н. С. Зарубко, Т. А. Коровина и др. // Тюменская сверхглубокая скважина. — Пермь, 1996. — Вып. 4. — С. 127—135.
3. Бородин В. Н., Брехунцов А. М., Деценя Н. П. Особенности строения, корреляции и индексации основных продуктивных резервуаров (пластов) неокома севера Западной Сибири в связи с условиями их осадконакопления // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2000. — № 2. — С. 7—17.
4. Триас северных районов Западной Сибири / В. С. Бочкарев, Ю. В. Брадучан, Н. К. Глушко, Н. Х. Кулахметов, С. И. Пуртова // Биостратиграфия осадочного чехла Западно-Сибирской равнины: Сб. науч. тр. — Тюмень, 1989. — С. 4—13.
5. Бочкарев В. С., Пуртова С. И. Полный разрез триаса Западной Сибири // Проблемы геологии Сибири. — Томск, 1994. — Т. 1. — С. 107—108.
6. Ехлаков Ю. А., Узрюмов А. Н. Триасовые и юрские отложения в разрезе Тюменской сверхглубокой скважины // Тюменская сверхглубокая скважина. — Пермь, 1997. — Вып. 4. — С. 79—94.
7. Карасев Д. В. Исследование особенностей осложнений при бурении на больших глубинах, их предупреждение и ликвидация (на примере Тюменской сверхглубокой скважины): Автореф. дис.... канд. техн. наук. — Тюмень, 1996. — 18 с.
8. Ачимовский турбидитовый комплекс севера Западной Сибири — крупнейший объект нефтегазодобычи в XXI веке / И. Л. Левинзон, А. М. Брехунцов, В. Н. Бородин и др. // Российская Арктика: геологическая история, металогения, экология. — СПб., 2002. — С. 652—659.
9. Сурков В. С., Жеро О. Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. — М.: Недра, 1981. — 243 с.
10. Строение земной коры района Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6 / В. С. Сурков, В. П. Девятов, О. Г. Жеро и др. // Тюменская сверхглубокая скважина. — Пермь, 1996. — С. 308—316.

УДК 502.55(203);629.113

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОСАДОЧНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ НА ПОЛУОСТРОВЕ ЯМАЛ

В. И. Кислухин, Е. А. Брехунцова, А. А. Шрейнер
(ОАО "СибНАЦ")

В первой половине XX в. территорию Ямалского полуострова изучали в юго-восточных районах, примыкающих к Приполярному Уралу. Пробурено около 100 колонковых и неглубоких скважин по направлениям Салехард—Полуй, Салехард—Яр-Сале, Щучья—Салетта и др. На большей части Щучинского выступа осадочные образования позднеюрского возраста отсутствуют, а их фрагменты описаны только во впадинах и на погружениях доюрского фундамента к центральному району Западно-Сибирской геосинеклизы. Верхняя юра вскрыта на Куноватской (скв. 20), Пуйковской (скв. 29, 31), Ярсалинской (скв. 20), Сюнай-Салинской (скв. 41, 42, 43), Верхореченской (скв. 2),

Всесторонний анализ каменного материала, фаунистических определений, литологических особенностей пород позднеюрского возраста позволил детализировать их строение, уточнить границы развития различных типов разрезов.

Отсутствие битуминозных аргиллитов баженовской свиты в отдельных районах полуострова определяется глубоким стратиграфическим несогласием между юрой и мелом.

Значительно расширено площадное распространение песчано-алевритовых горизонтов Кимериджского возраста, обособленных ранее в качестве средненурминской подсвиты.

The comprehensive analysis of stony material, faunal determinations, lithological features of Lower Jurassic rocks has allowed to detailize their structure and more precisely delineate type-different sections.

Lack of Bazhenovskaya formation bituminous claystones in some areas of the peninsula is identified by a deeply buried stratigraphic unconformity between Jurassic and Cretaceous sediments. The areal distribution of Kimeridgian sandy-silt horizons, delineated earlier as the Srednenurminkskaya subformation, is considerably expanded.

Мшистой (скв. 1), Медведевской (скв. 21, 24), Пугор-Пугольской (скв. 23), Щугинской (скв. 82, 83), Кутотъеганской (скв. 1) и других площадях.

Появление здесь песчано-алевритовых пород в верхнеюрских осадочных образованиях противоречило выявленным закономерностям в глинизации разреза с востока на запад. Поэтому большинство исследователей относили все песчано-алевритовые породы к средней юре, а возрастные определения верхней юры часто считали промером при привязке керна. В последующие годы буровые работы были перенесены в северные районы п-ова Ямал. Скважины бурились на Новопортовском, Нейтинском, Арктиче-