R. G. Gărcetsky, V. Ya. Kozhenov

PRIMARY SUBMERIDIONAL TECTONIC AXES OF THE OLD PLATFORM OF THE LAURASIAN GROUP

In modern structure of basement plane in old platforms of the Laurasian group clearly recognized are submeridional lines of uplifts, which form their primary tectonic axes. From the axes the basement plane submerges westward and eastward in the direction of the platforms margin. In the context of the history these axes made themselves felt practically during the whole platform stage of their development being quite often the original watershed between epicontinental basins on the platform.

"Геология и геофизика", 1987, N 1D.

УДК 553.078:549.88:551.762.1/2(571.1)

Ф. Г. ГУРАРИ, А. Е. ЕХАНИН

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В НИЖНЕСРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Уточнена стратиграфия нижнесреднеюрских отложений. Они расчленены на три свиты. Показана закономерность распределения залежей различного типа разного флюидного состава по разрезу нижнесреднеюрских отложений и на площади. Предложен способ картирования зон выклинивания нижнеюрского нефтегазоносного комплекса, с которыми на западе плиты связаны высокодебитные нефтяные залежи.

Нижнесреднеюрские, преимущественно континентальные образования, слагающие нижнюю часть платформенного чехла Западно-Сибирской плиты, в южной и центральной частях этого региона выделены в тюменскую свиту, на севере их разрез расчленен на семь свит. В настоящее время этот комплекс осадков, мощность которых достигает в глубоких прогибах несколько километров, является наиболее перспективным и наименее изученным объектом для выявления и подготовки разведанных запасов углеводородного сырья [1].

Недостаточная изученность нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты объясняется, во-первых, тем, что в этой провинции объектом для поисков и разведки до настоящего времени являются неокомские и верхнеюрские морские образования, во-вторых, большой фациальной неоднородностью нижнесреднеюрских отложений, в-третьих — значительной (свыше 3,5—4,0 км) глубиной их залегания, особенно на севере плиты.

Большой фациальной неоднородностью пород при малом количестве скважин, прошедших их полностью, также объясняется сравнительно слабая разработка детальной стратиграфии этой толщи, отсутствие в ней общепризнанных маркирующих горизонтов регионального, субрегионального и даже зонального значения [8]. Нет и общепринятой схемы расположения в разрезе, распространения на площади провинции и индексации продуктивных песчаных пластов и экранирующих их глинистых пачек. Все это затрудняет выработку наиболее эффективных направлений поисково-разведочных работ, их оптимальной методики, приводит к различному толкованию условий формирования залежей.

Геология и нефтегазоносность нижнесреднеюрских отложений в целом Западно-Сибирской плиты или в отдельных ее районах и на площадях описаны в многочисленных фондовых и опубликованных работах сотрудников ЗапСибНИГНИ, Главтюменьгеология, ВНИГРИ, ИГИРГИ, СНИИГГиМС. Наиболее полно освещены они в работах В. Б. Белозерова, Ю. В. Брадучана, Е. Е. Даненберга, А. Г. Мухер, Г. П. Мясниковой, С. И. Филиной, Г. С. Ясовича и др.

Полифациальная песчано-глинистая с углями нижнесреднеюрская толща отчетливо делится на три крупных стратона, что зафиксировано

стратиграфическими совещаниями 1967 г. и более поздними, разделившими тюменскую свиту на три подсвиты, а в последнее время подчеркивается многими исследователями [3, 10, 11]. При этом снизу вверх каждая более молодая толща имеет более широкое распространение, отражая процесс последовательного и достаточно медленного (более 40 млн лет) заполнения гигантской доюрской Западно-Сибирской депрессии, рельеф которой первоначально был сильно расчлененным, осложнялся многочисленными впадинами, лощинами, речными долинами. Эвстазия, в меньшей мере местные, региональные тектонические движения придали этим толщам достаточно индивидуальный облик, вполне оправдывающий выделение каждой из них в самостоятельную свиту. Поэтому мы присоединяемся к мнению Е. Е. Даненберга с соавторами [4], позднее поддержанному Л. В. Ровниной и другими сотрудниками ИГИРГИ [10], о необходимости перевода подсвит тюменской свиты в ранг самостоятельных свит. В соответствии с правилами Стратиграфического кодекса СССР тюменскую свиту следует перевести в ранг серии, а частям ее присвоить ранг свит и дать собственные названия. Верхняя представлена песчано-алевритто-глинистыми породами с многочисленными углями и редкими сидеритами. Фации озерно-болотные, изредка — речные. Свита широко распространена и весьма детально изучена в скважинах, пробуренных в пределах Томской области.

В качестве стратотипических можно принять разрезы скважин на Тамбаевской и Урманской площадях, где свита вскрыта на полную мощность от кровли до подстилающих тогурских глин. Предлагается назвать ее тамбаевской свитой. Предложение сохранить за нею прежнее название — тюменская [4, 10] — неприемлемо, так как прямо противоречит статье IX.12 Стратиграфического кодекса СССР. Возраст свиты аален-бат. Местами кровля ее заходит в келловей.

Средняя свита — темно-серые, черные нередко битуминозные глины с прослоями песчаников, сидеритом. Фации озерные, лагунные, мелководно-морские. Впервые выделена в качестве самостоятельного стратона в 1960 г. под названием тогурская пачка. Это название следует сохранить и для свиты. Возраст — тоар.

Нижняя свита характерна широким развитием грубозернистых, плохо отсортированных и слабо окатанных песчаников и гравелитов, внизу часто встречаются конгломераты. Угли и глины развиты значительно слабее, чем в верхней свите. Фации, главным образом речные, переотложенных кор выветривания, склоновых оползаний, временных потоков. Возраст — геттанг-синемюр-плинсбах. Правильнее всего назвать ее шеркалинской; это название было предложено еще в 1964 г. В связи с этим название продуктивной нефтеносной пачки пород, залегающей в кровле этой свиты и известной как шеркалинская пачка, следует заменить. Наиболее целесообразно именовать ее талинской.

К настоящему времени в нижнесреднеюрских отложениях Западно-Сибирской провинции выявлено 76 месторождений, в подавляющем числе случаев с одним, реже двумя продуктивными пластами. Всего известно 88 залежей и среди них 61 нефтяная, 11 нефтегазоконденсатных и нефтегазовых, 16 газовых и газоконденсатных. Наиболее глубокопогруженные залежи известны на глубине 3750 м (Тазовское, Уренгойское месторождения), самые верхние — на глубинах 1700—1750 м (Лемьинское). В кровле среднеюрских отложений (в тамбаевской свите) непосредственно под региональным экраном глин нижневасюганской подсвиты залегает подавляющая часть выявленных залежей — 69, т. е. 78% от общего числа. 66 из них индексируются пластом $Ю_2$ или $Ю_{2-3}$. Три залежи в пласте $Ю_3$, там, где пласт $Ю_2$ заглинизирован.

Залежи пластовые или массивные. Высоты их разнообразны и достигают 300—500 м на крупных структурах, соизмеримых по площади с куполовидными поднятиями, реже сводами (Красноленский свод). Наиболее крупные залежи обычно охватывают серию локальных струк-

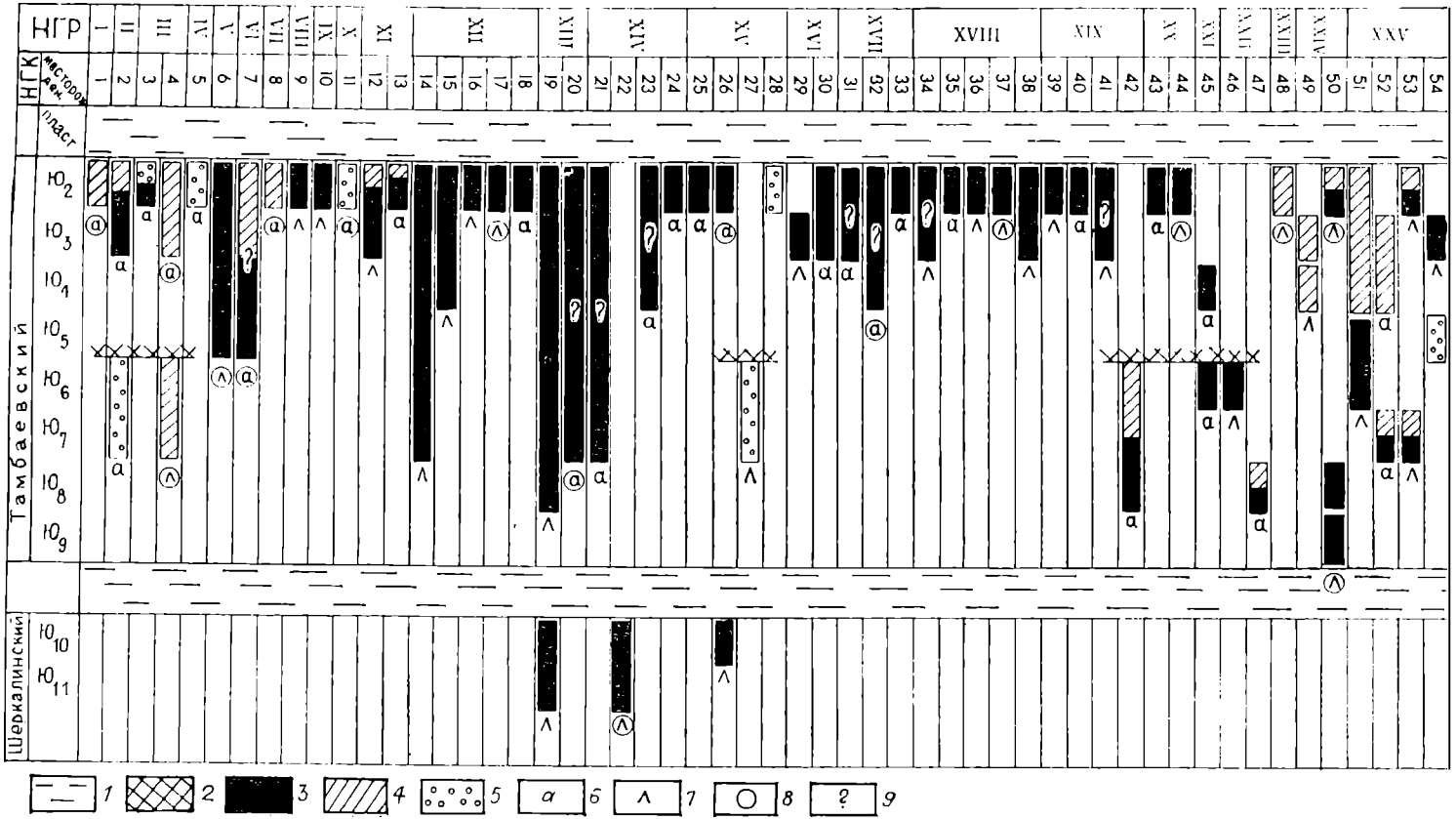
тур, образуя большие по площади поля нефтегазоносности. Дебиты большинства скважин небольшие, но встречаются дебиты до нескольких сот м³/сут. Как правило, антиклинальные ловушки углеводородов (УВ) осложнены литологическими экранами как на склонах поднятий, так и в их центральных частях. Уже установлено, что половина (46%) залежей связана со сложными структурно-литологическими ловушками. Следует полагать, что в итоге дальнейшего изучения этот тип ловушек будет установлен для подавляющего большинства других залежей, еще находящихся в разведке. Какой-либо зависимости распределения залежей различного фазового состава от глубины их залегания пока не выявляется. Зато определенно намечается приуроченность газовых скоплений к периферическим зонам провинции. Очевидно, здесь сказалось большее, чем в центральных районах, содержание гумусового континентального органического вещества.

Характерными для нижнесреднеюрской нефтегазоносной толщи являются аномальные пластовые давления в залежах. При этом зарегистрированы как аномально высокие, так и аномально низкие пластовые давления. Наиболее часто аномалии пластового давления проявляются в периферических зонах плиты. Скорее всего это связано с ухудшением коллекторских свойств и, как следствие, более слабыми гидродинамическими связями залежей с водоносной частью продуктивных пластов. Всего аномальные давления отмечены в 23 залежах. В 17 оно выше гидростатического, в 6 — ниже. Градиент АВПД достигает 1.6—1.8 (Бованенковское, Уренгойское месторождения), градиент АНПД доходит до 0.6—0.7 (Сахалинское и Селиярское). Наибольшие значения АВПД отмечаются на севере провинции, в Ямальской и Надым-Пурской НГО, где глубины залегания продуктивных пластов $Ю_2$ и нижележащих составляют более 2700—3000 м. В периферической зоне коэффициент аномальности АВПД не превышает 1,1—1,2. Аномально низкие пластовые давления установлены исключительно в периферических зонах провинции. Природа их вообще еще мало изучена [16]. Можно допустить, что в ряде случаев они связаны с незавершенностью процесса испытания, при котором не удалось добиться полного уравновешивания давления в пласте и в призабойной зоне скважины. Это тоже свидетельствует о низкой проницаемости пород, о затрудненных гидродинамических связях скважины с пластом.

Видно (рис. 1), что подавляющая часть залежей, как уже указывалось, приурочена к кровле тамбаевской свиты, к пласту $Ю_2$. В нижележащих пластах этой свиты промышленные залежи установлены главным образом на периферии провинции: в Каймысовской и Васюганской НГО (Нижнетабаганское, Герасимовское и другие месторождения), на Новопортовском месторождении. Отсутствие выявленных углеводородных залежей в средней и нижней частях тамбаевской свиты еще не может считаться твердо доказанным. Следует учитывать, что до самого последнего времени основное внимание нефтеразведчиков уделялось изучению верхнеюрских и неокомских отложений и пласта $Ю_2$, при этом главным образом на положительных структурах, где разрез нижней — средней юры сильно сокращен.

В тоарских глинах тогурской свиты углеводородные залежи не встречены. Только в Енисей-Хатангском прогибе на Тампейской площади из песчаных прослоев одновозрастной джангодской свиты получены непромышленные (менее 10 тыс. м³/сут) притоки газа. Это подтверждает глинистый состав тогурской свиты, имеющей характерные черты не только региональной экранирующей толщи, но и типичной углеводородогенерирующей материнской свиты.

Весьма интересными и перспективными представляются залежи в шеркальнской свите, в коллекторах, лежащих непосредственно под тогурским экраном (рис. 2). Именно в этой ситуации обеспечивается максимальная сближенность хороших коллекторов с глинистой толщей, являющееся одновременно и экраном, и генератором УВ. Особенный ин-


НГР
НГК
пласт
Тамбаевский
Шеркалинский
Ю2
Ю3
Ю4
Ю5
Ю6
Ю7
Ю8
Ю9
Ю10
Ю11
1
2
3
4
5
6
7
8
9

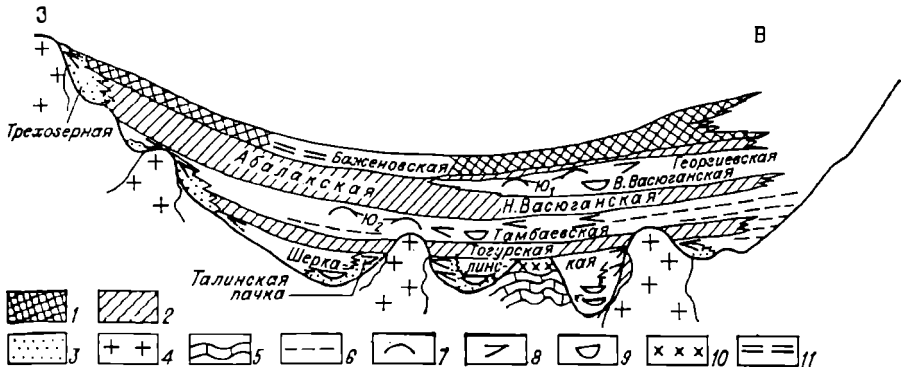


Рис. 2. Принципиальная схема размещения углеводородных залежей различного типа в юрских отложениях Западной Сибири.

Региональные экраны: *1* — битуминозные аргиллиты, *2* — глины, иногда слабо алевритистые; *3* — песчаногравелитовые делювиально-аллювиальные образования; выступы фундамента, сложенные: *4* — гранитоидами, *5* — осадочными и вулканогенно-осадочными породами; *6* — мощные пласты угля; типы углеводородных залежей: *7* — антиклинальные и структурно-литологические, *8* — литолого-стратиграфические, *9* — в русловых врезах, *10* — в дезинтегрированной поверхности фундамента, *11* — в листоватых коллекторах баженовской свиты.

терес представляют участки, где тогурские глины прилегают к склонам крупных выступов фундамента, сложенных гранитами или другими кварцсодержащими породами.

Как неоднократно указывалось в работах В. С. Суркова и др. [13, 14], гранитоидные породы являются главным поставщиком грубозернистого и гравелитового материала, образующего песчаные пласты с высокой проницаемостью и емкостью. Этот вывод хорошо иллюстрируется выявлением высокодебитной нефтяной залежи в грубозернистых песчаниках и гравелитах верхов шеркалинской свиты на западном склоне Красноленинского свода, где они известны под названием шеркалинской пачки.

По опубликованным данным В. К. Рыбака и А. Г. Мухер [11], эта пачка на Талинской площади представлена мощной, до 133 м, толщей конгломератов, гравелитов и крупнозернистых кварцевых песчаников, содержащих прослои глинистых пород, обогащенных сидеритом. Тюменскими геологами в ней выделяются два песчаных нефтеносных пласта, индексированных как ЮК$_{10}$ и ЮК$_{11}$. Оба пласта прилегают к выступам фундамента и приурочены к сравнительно узкой (10—12 км) линейно вытянутой депрессии в рельефе фундамента, прослеженной на

Рис. 1. Распределение углеводородных залежей в нижнесреднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты.

Экраны: *1* — региональные, *2* — зональные; залежи УВ: *3* — нефть, *4* — газ, *5* — газоконденсат; тип ловушки: *6* — антиклинальная, *7* — литологически-экранированная, *8* — залежи с АВПД; *9* — индексация пластов неуверенная.
Нефтегазоносные районы: I — Танамско-Малохетский, II — Южно-Ямальский, III — Нурминский, IV — Напалковский, V — Надымский, VI — Уренгойский, VII — Губкинский, VIII — Вэнгапурский, IX — Варьеганский, X — Тазовский, XI — Толькинский, XII — Шаимский, XIII — Красноленинский, XIV — Ляминский, XV — Кызымский, XVI — Тобольский (Тевризский), XVII — Салымский, XVIII — Сургутский, XIX — Вартовский, XX — Демьянский, XXI — Нюрольский, XXII — Усть-Тымский, XXIII — Средневасюганский, XVIV — Пудинский, XXV — Казанский. Месторождения: 1 — Зимнее; 2 — Новопортовское; 3 — Нейтинское; 4 — Бованенковское; 5 — Геофизическое; 6 — Лензитское; 7 — Уренгойское; 8 — Сев.-Губкинское; 9 — Етыпуровское; 10 — Сев.-Варьеганское, Варьеганское; 11 — Тазовское; 12 — Усть-Часельское; 13 — Харампурское; 14 — Яхлинское; 15 — Ловинское; 16 — Западно-Убинское, Южно-Убинское; 17 — Лемьинское; 18 — Верхнелемьинское; 19 — Красноленинское; 20 — Галяновское, Среднедымское; 21 — Апрельское; 22 — Хантымансийское; 23 — Сахалинское, Восточно-Сахалинское; 24 — Эргинское, Селияровское, Сынь-Еганское; 25 — Лунгорское, Среднелыхминское, Кислорское; 26 — Большое; 27 — Сев.-Казымское; 28 — Сев.-Сотэ-Юганское; 29 — Тайтымское; 30 — Прирахтовское; 31 — Приобское; 32 — Салымское; 33 — Верхнесалымское; 34 — Камынское, Нижнесортымское; 35 — Айпимское, Петелинское, Тепловское, Усть-Балыкское; 36 — Сорымско-Русскинское, Быстринское, Крайнее, Мамонтовское, Майское, Сев.-Чупальское; 37 — Вачимское; 38 — Федоровско-Восточно-Сургутское; 39 — Западно-Варьеганское; 40 — Повховское, Южно-Кечимовское, Родниковое; 41 — Советское; 42 — Квартовое; 43 — Тайлаковское; Южно-Тайлаковское; 44 — Ягыл-Яхское; 45 — Западно-Карайское; 46 — Вартовское; 47 — Толпаровское; 48 — Сев.-Васюганское; 49 — Останинское; 50 — Герасимовское; 51 — Казанское; 52 — Калиновое; 53 — Сев.-Калиновое; 54 — Нижнетабаганское.

протяжении около 80 км. Мощность нижнего пласта до 55, верхнего — до 30 м.

Весьма существенно, что продуктивные пласты экранируются здесь пачкой глин, относимой нами к тогурской свите. По данным указанных авторов [11], на Талинской площади эта свита представлена темно-серыми, почти черными глинами и аргиллитами, прослоями битуминозными. В средней части содержит линзы полимиктовых песчаников. На этой площади имеется идеальное соотношение хороших коллекторов с питающими и экранирующими их глинистыми породами. Не случайно поэтому этаж нефтеносности равен на Талинской площади 265 м, а дебиты, хотя и колеблются, достигают в отдельных скважинах 216 м³/сут. Нет сомнений, что и в других участках экранирования тогурской свитой грубозернистых песчано-гравелитовых отложений, смытых или сползших со склонов гранитоидных выступов, должны были формироваться и сохраниться до наших дней высокодебитные весьма интересные углеводородные, преимущественно нефтяные залежи. Особенно привлекают внимание зоны узких глубоко врезанных линейных прогибов поверхности фундамента, а среди них надрифтовые желоба, на которые указано в ряде публикаций В. С. Суркова и его сотрудников [13, 14].

Методической основой прогнозирования этих участков и зон мы считаем совмещение трех карт: гипсометрии подошвы тогурской свиты, гипсометрии поверхности доюрского фундамента и карты распространения в фундаменте Западно-Сибирской плиты гранитоидных интрузий. Гипсометрия подошвы тогурской свиты может быть получена пересчетом с сейсмического горизонта Б (Па), поскольку мощность залегающих между ними отложений на большей части плиты практически не меняется. Коэффициент корреляции альтитуд кровли баженовской и подошвы тогурской свит равен 0,96. Естественно, при этом должны учитываться замещения их песчано-алевритовыми породами на периферии плиты и т. п.

Достаточно сложной представляется нам проблема индексации продуктивных песчаных пластов в нижнесреднеюрских отложениях. Имеющиеся пока немногочисленные публикации подтверждают это заключение.

Сотрудники Томского отделения СНИИГГиМС [2] выделяют в разрезе тамбаевской свиты, т. е. между васюганской и тогурской свитами, 14 песчаных пластов ($Ю_2$—$Ю_{15}$). Г. П. Евсеев [5] утверждал, что в триасово-юрском комплексе имеется лишь один регионально выдержанный резервуар — горизонт $Ю_1$. В различных районах плиты им выделялись также зонально выдержанные резервуары $Ю_2$—$Ю_8$. Т. А. Веренинова [3] выделяют в тюменской серии центральных и переходных к северным районам плиты всего лишь три резервуара. Сотрудники ЗапСибНИГНИ [8, 11] нижнесреднеюрские отложения Красноленинского свода расчленили на 12 песчаных пластов и отвечающих им глинистых покрышек. При этом в надтогурских отложениях выделяется 8 продуктивных пластов. А. А. Нежданов [8] утверждает, что в нижнесреднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты маркирующие горизонты, в том числе глинистые экраны (следовательно, и резервуары) регионального и зонального ранга отсутствуют. Имеются лишь локальные экраны, резко ограниченные по площади.

Характер отложений шеркалинской и тамбаевской свит не позволяет рассчитывать на региональную протяженность отдельных песчаных пластов. Поэтому целесообразно индексировать их в каждой свите — резервуаре, сверху вниз, присваивая этим пластам индекс по начальной или двум буквам названия свиты так, как это сделали геологи Енисейнефтегазгеологии для Енисей-Хатангского района. Возможно, придется добавлять начальную букву названия крупной структурной зоны, как это сделано в Западной Сибири для неокомских пластов.

Еще более сложна проблема сохранения коллекторских свойств в нижне- и среднеюрских песчаниках на глубинах более 3500—4000 м,

которые характерны для глубокопрогнутых желобов и особенно для северных районов плиты. Б. А. Лебедев и Т. Л. Арчегова [6] отмечают, что любые песчаные породы из юрских отложений Западно-Сибирской плиты с глубины примерно 3 км (а нередко и с меньших глубин) переходят в зону очень сильного уплотнения. Правда, далее эти авторы отмечают, что приход в песчаные ловушки УВ тормозит процессы уплотнения. Несколько позднее на это же указали Н. Н. Немченко и Э. Д. Добрида [9]. Они привели данные по Уренгойскому, Заполярному, Таркосалинскому и Новопортовскому месторождениям, где на глубинах 3,5—3,8 км в углеводородных залежах средневзвешенная открытая пористость коллекторов составляет 15—18%, а максимальная — еще выше. Поддерживая выводы этих авторов, мы должны заметить, что имеется еще один фактор, сдерживающий процессы уплотнения песчаников. Это — АВПД. Снимая часть горного давления, оно препятствует развитию эпигенных процессов. Поэтому вполне реальна возможность выявления в нижне- и среднеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты высокодебитных углеводородных залежей на глубинах свыше 3500—4000 м.

Сказанное приводит к следующим основным выводам.

В нижне- и среднеюрских отложениях Западно-Сибирской провинции имеются два самостоятельных этажа (региональные резервуары) нефтегазоносности: песчаники и гравелиты шеркалинской свиты, песчаники и алевролиты тамбаевской свиты. Региональные экраны и главные генерирующие толщи — глины и аргиллиты тогурской и васюганской — абалакской свит. Преобладающий тип залежей — неантиклинальный, структурно-литологический, литологический. Наиболее благоприятные условия выявления высокодебитных залежей — экранирование тогурскими глинами грубых, недалеко перемещенных продуктов разрушения гранитных выступов фундамента.

Преобладающий тип флюида — нефть. Зависимости флюидного состава залежей от глубины их залегания не замечено. Газовые и газовоконденсатные залежи тяготеют к периферии провинции, где возрастает роль гумусового органического вещества.

На окраинах провинции характерны залежи с аномальным пластовым давлением, что объясняется ухудшением коллекторских свойств. Наличие АВПД способствует сохранению хороших и удовлетворительных коллекторов на глубинах более 3,5—4,0 км.

Методом выявления наиболее благоприятных зон является совмещение карт гипсометрии сейсмического горизонта Б (Па) баженовской свиты и подошвы тогурской свиты с картой размещения гранитоидных массивов в доюрском фундаменте. Особенно интересны отрезки надрифтовых желобов и склоны крупных сводовых поднятий, в первую очередь внутри Мансийской синеклизы [15], на которых реализуются указанные выше условия.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Ахияров В. Х., Хафизов Ф. З.** Объекты разведки и подсчета запасов нефти и газа Тюменской области // Геол. нефти и газа.— 1984.— № 12.— С. 14—18.
2. **Белозеров В. Б., Брылина Н. А., Даненберг Е. Е., Ковалева Н. П.** Литостратиграфия континентальных отложений нижней и средней юры юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных провинций Сибири.— Новосибирск: СНИИГГиМс, 1985.— С. 111—119.
3. **Верещинова Т. А.** Строение юрского нефтегазоносного комплекса и особенности распределения в нем залежей углеводородов // Основные проблемы нефтегазоносности Западной Сибири.— Л.: ВНИГРИ, 1984.— С. 75—82.
4. **Даненберг Е. Е., Маркова Л. Г., Белозеров В. Б. и др.** Расчленение и типы разрезов юрских отложений западной части Томской области // Вопросы биостратиграфии и детальной корреляции мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины.— Тюмень. 1979.— С. 77—83 (Тр. ЗапСибНИГНИ; вып. 141).
5. **Евсеев Г. П.** Закономерности размещения и формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите // Основные проблемы нефтегазоносности Западной Сибири.— Л.: ВНИГРИ. 1984.— С. 8—26.

6. **Лебедев Б. А., Арчегова Т. Л.** Литологические закономерности размещения углеводородных скоплений на Западно-Сибирской плите и их значение для прогноза нефтегазоносности // Основные проблемы нефтегазоносности Западной Сибири.— Л.: ВНИГРИ, 1984.— С. 54—66.
7. **Нежданов А. А., Огибенин В. В.** Зоны повышенной продуктивности в отложениях тюменской свиты Красноленинского свода // Геология нефти и газа.— 1982.— № 9.— С. 7—12.
8. **Нежданов А. А.** Маркирующие горизонты в продуктивных отложениях мезозоя Западной Сибири // Выделение и корреляция основных стратонов мезозоя Западной Сибири.— Тюмень, 1984.— С. 97—106.— (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 188).
9. **Немченко Н. Н., Добрида Э. Д.** Прогнозирование коллекторских свойств пород в глубокопогруженных залежах углеводородов Западной Сибири // Геология нефти и газа.— 1985.— № 12.— С. 21—25.
10. **Ровнина Л. В., Родионова М. К., Мазур В. М.** и др. Биостратиграфия мезозоя Западной Сибири (уточнение стратиграфической схемы).— М.: Наука, 1985.— 104 с.
11. **Рыбак В. К., Мухер А. Г.** Детальная корреляция продуктивных отложений тюменской свиты Талинской площади (Красноленинский свод) // Выделение и корреляция основных стратонов мезозоя Западной Сибири.— Тюмень, 1984.— С. 39—46.— (Тр. ЗапСИБНИГНИ; Вып. 188).
12. **Стратиграфический** словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности/Ред. Н. Н. Ростовцев.— Л.: Недра. 1978.— 132 с.
13. **Сурков В. С., Жеро О. Г.** Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты.— М.: Недра, 1981.— 142 с.
14. **Сурков В. С., Трофимук А. А., Жеро О. Г.** и др. Триасовая рифтовая система Западно-Сибирской плиты, ее влияние на структуру и нефтегазоносность платформенного мезозойско-кайнозойского чехла // Геология и геофизика.— 1982.— № 8.— С. 3—15.
15. **Сурков В. С., Трофимук А. А., Жеро О. Г.** и др. Перспективы поисков нефти в палеозойских и нижнесреднеюрских отложениях мансийской синеклизы // Геология и геофизика.— 1983.— № 1.— С. 16—25.
16. **Фертль У. Х.** Аномальные пластовые давления.— М.: Недра, 1980.— 398 с.

СНИИГГиМС
Новосибирск

Поступила в редакцию
20 марта 1986 г.

F. G. Gurari, A. E. Ekhanin

THE LAWS CONTROLLING THE PLACEMENT OF HYDROCARBON STRATA WITHIN THE LOWER AND MIDDLE JURASSIC DEPOSITS OF THE WESTERN SIBERIAN PLATFORM

The stratigraphy of the Lower and Middle Jurassic deposits is refined. The deposits are divided into three suites. The principles of distribution of deposits of different type with different fluid composition within the Lower and Middle Jurassic strata and across the area are shown. There is proposed the method of maping pinch — out zones in the Lower Jurassic oil and gas complex, which involve oil pools with high output in the West of the Platform.

УДК 553.982.2:551.72/551.732(571.5—13)

А. И. ЛАРИЧЕВ, В. И. ЧЕКАНОВ

НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ВЕНД-КЕМБРИЙСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

Впервые рассчитаны масштабы нефтегазообразования раздельно в экранирующих и проницаемых частях мезорезервуаров на Непско-Ботуобинской антеклизе, а также в нефтегазогенерационных триадах. Дан сравнительный анализ масштабов нефтегазообразования в терригенных и карбонатных триадах, доказаны широкая региональная миграция из Предпатомского прогиба в пределы антеклизы и вертикальная миграция УВ из терригенных коллекторов в карбонатные.

Непско-Ботуобинская антеклиза (НБА) является крупным районом концентрации геологоразведочных работ на нефть и газ на территории Сибирской платформы [1]. Здесь выявлено значительное число газовых и газонефтяных месторождений и созданы предпосылки для формиро-