

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И ЭТАЖИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КРУПНЫХ ПОДНЯТИЙ НАДЫМ-ТАЗОВСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

В. С. Бочкарев, С. А. Толубаев
(ОАО "СибНАЦ")

Выполнены палеоструктурные построения, структурный анализ и сопоставления с этажом нефтегазоносности восьми крупнейших поднятий Западной Сибири. Установлено, что история развития поднятий часто, но не всегда контролирует этаж нефтегазоносности. Для ряда смежных поднятий, имеющих раннее заложение структур, выявлено закономерное снижение с запада на восток этажа нефтегазоносности в разрезе мезозоя одновременно снизу и сверху. Рекомендовано бурение глубоких скважин с целью открытия залежей нефти и газа в нижне-среднеюрских отложениях и в породах фундамента на Медвеьем месторождении.

Performed are the paleostructural constructions, structural analysis and comparisons with an oil-and-gas stage of eight largest highs found in the Western Siberia. It was established that a history of highs' development frequently, but not always, controls the oil-and-gas stage. There is a regularity identified for some adjacent highs having an early stage of structures' bedding: the oil-and-gas stage in a Mesozoic section west-eastward lowers upward and downward simultaneously. The recommendations are given for drilling ultradeep wells aimed to discover oil and gas pools in the Lower/Middle Jurassic sediments and Medvezhye field basement.

Введение

При сравнении структурных планов разных горизонтов и истории развития крупных поднятий в Среднем Приобье было установлено, что Красноленинский, Сургутский, Нижневартовский своды и Александровский мегавал характеризуются значительным сходством [1]. В то же время этаж нефтегазоносности у них неравномерно снижается и сверху и снизу, если их рассматривать в направлении с запада на восток. Еще восточнее, в пределах Пыль-Караминского мегавала, выявлено одно месторождение (Боровое) с продуктивным пластом Ю₁. При этом видно, что этаж продук-

тивности здесь увеличивается в соответствии с амплитудой по основным горизонтам (Александровский мегавал, табл. 1). В северной части рассматриваемой территории сравнительный анализ отдельных мегавалов обычно приводит к другому выводу. Замечено, что чем моложе основная фаза роста поднятия, например Ярудейского, тем меньше этаж нефтегазоносности и степень заполнения ловушек углеводородами (обычно газом). Этаж снижается и у поднятий, имеющих неустойчивое, перестроечное развитие — Надымское, Малыгинское и другие месторождения — при прочих равных условиях [2].

Таблица 1

Характеристика крупных поднятий Среднего Приобья Западной Сибири по горизонтам

Карта, горизонт	Красноленинский свод			Сургутский свод			Нижневартовский свод			Александровский мегавал		
	Оконтуривающая изогипса, м	Свод	Амплитуда, м	Оконтуривающая изогипса, м	Свод	Амплитуда, м	Оконтуривающая изогипса, м	Свод	Амплитуда, м	Оконтуривающая изогипса, м	Свод	Амплитуда, м
Структурная												
Г	—	—	—	930	860	70	920	840	80	760	460	300
Б	—	—	—	2740	2520	220	2520	2330	190	2360	2010	350
Т	—	—	—	2800	2630	170	2640	2380	260	2430	2050	380
А	2570	2360	210	3200	2720	480	2870	2520	350	2800	2050	750
Палеоструктурная												
Б-Г	1410	1360	50	1740	1630	110	1560	1420	140	1510	1390	120
Т-Г	1460	1410	50	1810	1730	80	1660	1510	150	1630	1440	190
Т-Б	—	—	—	80	0	80	80	0	80	80	0	80
А-Г	1710	1440	270	2240	1760	480	1890	1640	250	1890	1430	460
А-Б	250	50	200	360	70	290	430	130	300	430	0	430
А-Т	190	10	180	300	10	290	370	60	310	320	0	320
Основные этажи нефтегазоносности	PZ+T+J+K ₁ (апг-альб)			J ₂ +K ₁ (неоком)			J ₃ +K ₁ (неоком)			J ₂ +J ₃ +K ₁ (неоком)		
Число залежей	90			127			127			40		

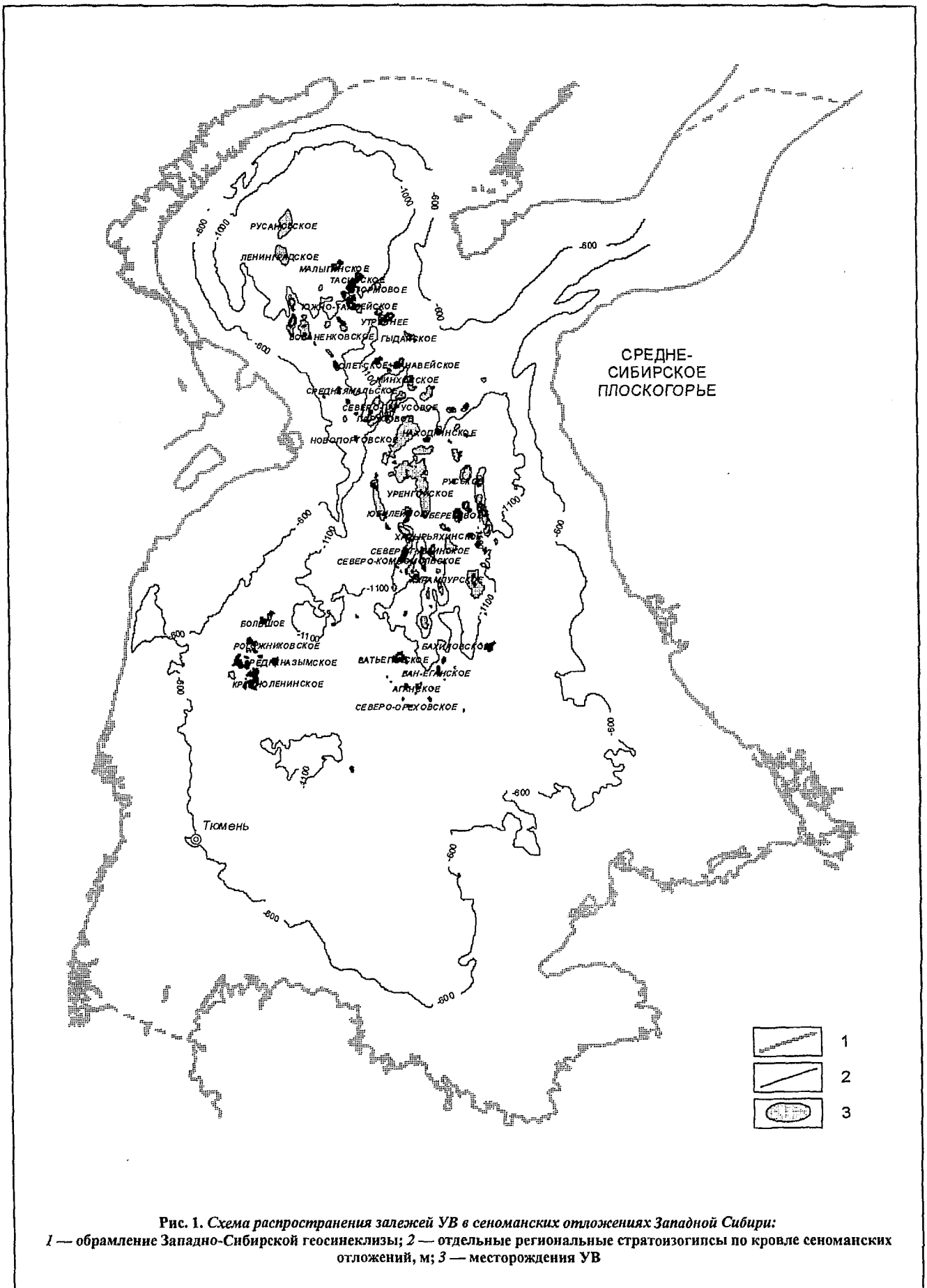


Рис. 1. Схема распространения залежей УВ в сеноманских отложениях Западной Сибири:
 1 — обрамление Западно-Сибирской геосинеклизы; 2 — отдельные региональные стратонизогипсы по кровле сеноманских отложений, м; 3 — месторождения УВ

Такой разнохарактерный тип связи истории развития поднятий и изменений этажа нефтегазоносности подтолкнул нас к анализу более широкого круга крупных поднятий и поиску дифференцированных закономерностей.

Структурный анализ

Известно, что в общем виде структурные планы по основным горизонтам в Западной Сибири упрощаются снизу вверх. В тех случаях, когда смежные структурные поверхности оказываются близко конформными (подобными), делается вывод о том, что в это время на соответствующих участках Западно-Сибирской геосинеклизы фазы платформенной складчатости не проявились.

Одной из наиболее просто устроенных поверхностей является подошва турона (кузнецовская свита), которая одновременно оказалась детально изученной и прослеживаемой по всему бассейну. Она пересечена более чем 20 тыс. скважин поисково-разведочного бурения, и отражающий горизонт Г надежно картируется на всей территории равнины. Структурный анализ этой поверхности показал, что в пределах оконтуривающей Надым-Тазовскую синеклизу стратоизогипсы с отметкой минус 1100 м сосредоточены все крупнейшие месторождения-гиганты с залежами в апт-альб-сеноманских отложениях. В Карско-Гыданской синеклизе, где оконтуривающей стратоизогипсой оказалась более высокая линия с отметкой минус 1000 м, открыты Ленинградское и Русановское месторождения (рис. 1).

Ямало-Тазовская мегасинеклиза, включающая три структуры субрегионального уровня — Карско-Гыданскую, Надым-Тазовскую и разделяющий их Мессояхский структурный порог, оконтуривается изогипсой минус 975 м и контролирует все крупные газовые месторождения севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. При этом в пределах синеклиз четко прослеживается закономерность: чем глубже расположен свод мегавалов, тем выше степень заполнения ловушки газом (до 100 %) и тем больше высота залежей в апт-альб-сеноманском комплексе.

Структурная карта подошвы туронских отложений отображает тектонические движения, которые имели место в поздне меловую эпоху и в кайнозойское время. На такой карте характер бортов Надым-Тазовской синеклизы и других структур, т. е. оконтуривающих изогипс, свидетельствует о том, что никакого долгоживущего Уренгойско-Колтогорского "надрифтового" желоба не существует (см. рис. 1), хотя считалось, что этот желоб активно развивался до кайнозойского времени включительно [3]. Ядро всей Западно-Сибирской геосинеклизы хорошо обозначается изогипсой с отметкой минус 900 м, а внутри контура изолинии минус 600 м оказываются все сеноманские залежи нефти и газа.

Анализ структурных параметров по крупным поднятиям Широкого Приобья (см. табл. 1) показывает,

что они благоприятны для нефтегазонакопления, а отсутствие залежей газа в сеномане на Сургутском, Нижневартовском сводах и мегавалах связано с первично-геохимическими низкотемпературными условиями осадконакопления. Во всяком случае, залежи нефти, приуроченные к викуловской свите апта на Красноленинском своде, тяготеют к зоне наибольших в Западной Сибири тепловых потоков, а над Сургутским сводом эти потоки минимальные.

Несоответствие структурных планов сильно влияет на эффективность геолого-разведочных работ (ГРП). Например, на Русско-Часельском мегавалу, если его рассматривать по кровле апта и сеноманского яруса, две скважины (скв. 21 и 24) вскрыли породы палеозойского фундамента и дали мощный приток воды из его кровли. Однако если судить по нижней структурной карте, т. е. по подошве чехла, то эти скважины оказываются на северной периклинали поднятия и их следовало бы бурить на 45 км южнее, на Новочасельском месторождении.

Палеотектонический анализ

Поднятия северной части Западно-Сибирского бассейна изучены бурением слабее, чем структуры Широкого Приобья. Благодаря примату сейсморазведки МОВ ОГТ результаты анализа местами носят предварительный характер, хотя послеюрская их история является весьма достоверной.

В Надым-Тазовском междуречье к структурам древнего, юрского, заложения относятся Северный свод, Ямбургское, Ярайнерское и Харампурское поднятия. Уренгойский мегавал сформировался в поздне меловое время путем последовательного расширения в северном направлении южного купола, где пробурена до фундамента скв. 414 (рис. 2). Главный импульс роста Уренгойского мегавала приходится на маастрихтский век. Примечательно, что с этой структурой по кровле сеноманского яруса полностью совпадает известная отрицательная аномалия магнитного поля. Кроме того, наличие в фундаменте магматических пород только основного состава (скв. 414), а не предполагавшихся гранитоидов или древних метаморфических сланцев дало основание считать, что крупные магнитные аномалии в приосевой части Западно-Сибирского бассейна сформировались в послесеноманское время и поэтому вряд ли несут информацию о составе пород доюрского фундамента [4].

Из числа изученных поднятий, характеристика которых приведена в табл. 2, особое значение придаем Ямбургскому мегавалу, так как здесь чехол наращивается снизу триасовыми и, возможно, пермскими отложениями, а само поднятие имеет древнее заложение (рис. 3). Мегавал, имеющий палеоамплитуду около 250 м, по истории развития сходен с Красноленинским сводом, где установлен наибольший этаж нефтеносности, который, как известно, охватывает диапазон от нижней юры до апта. Ямбургский мега-

вал в отличие от Красноленинского свода относится к типу поднятий последовательного роста, а не затухания. При этом амплитуда мегавала по кровле сеномана составляет 600 м. Учитывая, что скв. 180, из которой получен промышленный приток конденсата (пласты Ю₂₋₃), находится на крыле мегавала (см. рис. 3), есть основание предполагать, что новые залежи в нижнеюрских и триасовых отложениях будут иметь также предельно большие площади [5].

Следовательно, Ямбургский мегавал можно считать следующим после СГ-7 объектом для сверхглубокого поисково-параметрического бурения.

Особый интерес представляет также Медвежий мегавал, контролирующей уникальные залежи газа в сеномане. Здесь пробурена до фундамента скв. 1001, которая вошла в филлиты докембрийско-раннепалеозойского (?) возраста на глубине 4458 м. Структурный анализ показывает, что она заложена на северной периклинали мегавала и с точки зрения поисков в юрских отложениях находится далеко не в оптимальных условиях. Прикупольная часть мегавала

расположена существенно южнее — в 30 км, а кровля палеозойского фундамента приподнимается здесь до глубин около 4300 м.

Палеоструктурный анализ свидетельствует о послесеноманском этапе формирования мегавала и, казалось бы, о низкой вероятности открытия залежей в ниже-среднеюрских отложениях. Однако два обстоятельства говорят о другом. Во-первых, в среднеюрских отложениях получены прямые признаки нефтеносности, но из-за плохих коллекторов ничего существенного не обнаружено. Во-вторых, с востока к Медвежьему мегавалу прилегают мощные толщи нижней юры и осадочного триаса тампейской серии. Восточное крыло по сейсморазведочным данным разбито дизъюнктивами, и нефть могла мигрировать по восстанию в трещиноватый коллектор фундамента. Из этого следует, что здесь нужно пробурить вторую поисково-оценочную скважину в 30 км к югу от скв. 1001 с забоем 4500 м. Цель бурения скважины — открыть залежи нефти в нижней юре и фундаменте.

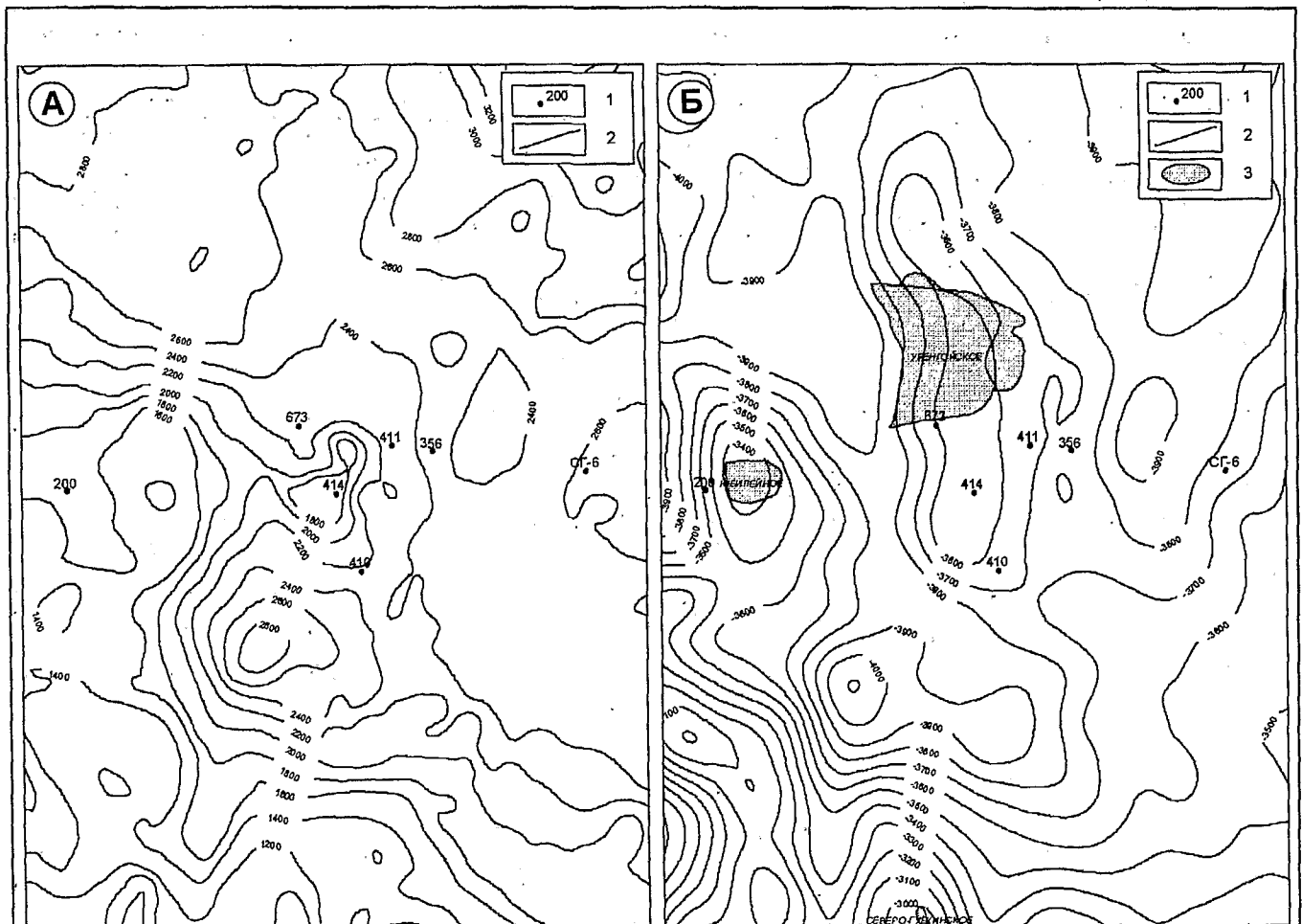


Рис. 2. Палеоструктурная и структурная карты Уренгойского района:

А — палеоструктурная карта кровли нижнего триаса на конец юрского периода, м;

1 — скважины, вскрывшие доюрские отложения, 2 — изопахиты триаса и юры, м;

Б — структурная карта по кровле баженовской свиты:

1 — скважины, вскрывшие доюрские толщи, 2 — стратозигоилсы кровли баженовской свиты, м, 3 — месторождения УВ в ниже-среднеюрском нефтегазоносном комплексе

Характеристика крупных поднятий центральной части ЯНО по горизонтам

Карта, горизонт	Медвежий мегавал			Ябургский мегавал			Уренгойский мегавал			Русско-Часельское поднятие		
	Оконтуривающая изогипса, м	Свод	Амплитуда, м	Оконтуривающая изогипса, м	Свод	Амплитуда, м	Оконтуривающая изогипса, м	Свод	Амплитуда, м	Оконтуривающая изогипса, м	Свод	Амплитуда, м
Структурная												
Г	1180	940	240	1160	940	220	1180	1000	180	1030	730	300
Б	3200	2960	240	3920	3620	300	3700	3510	190	3080	2830	250
Т	3310	3020	290	4010	3740	270	3820	3580	240	3320	3080	240
А	4460	4340	120	6910	6460	450	5370	5230	140	4040	3940	100
Палеоструктурная												
Б-Г	2040	1910	130	2820	2620	200	2420	2390	30	2120	2050	70
Т-Г	2160	2020	140	2840	2730	110	2540	2470	70	2360	2310	50
Т-Б	100	0	100	80	10	70	100	40	60	240	210	30
А-Г	—	—	—	5820	5470	350	4280	4230	50	3580	3520	60
А-Б	—	—	—	2990	2810	180	1750	1690	60	1610	1450	160
А-Т	—	—	—	2950	2700	250	1640	1550	90	1320	1220	100
Основные этажи нефтеносности	Неоком+сеноман			Неоком+апт-сеноман			J ₃ +K ₁ +сеноман			J ₃ +апт-альб-сеноман-турон		
Число залежей	13			24			80			20		

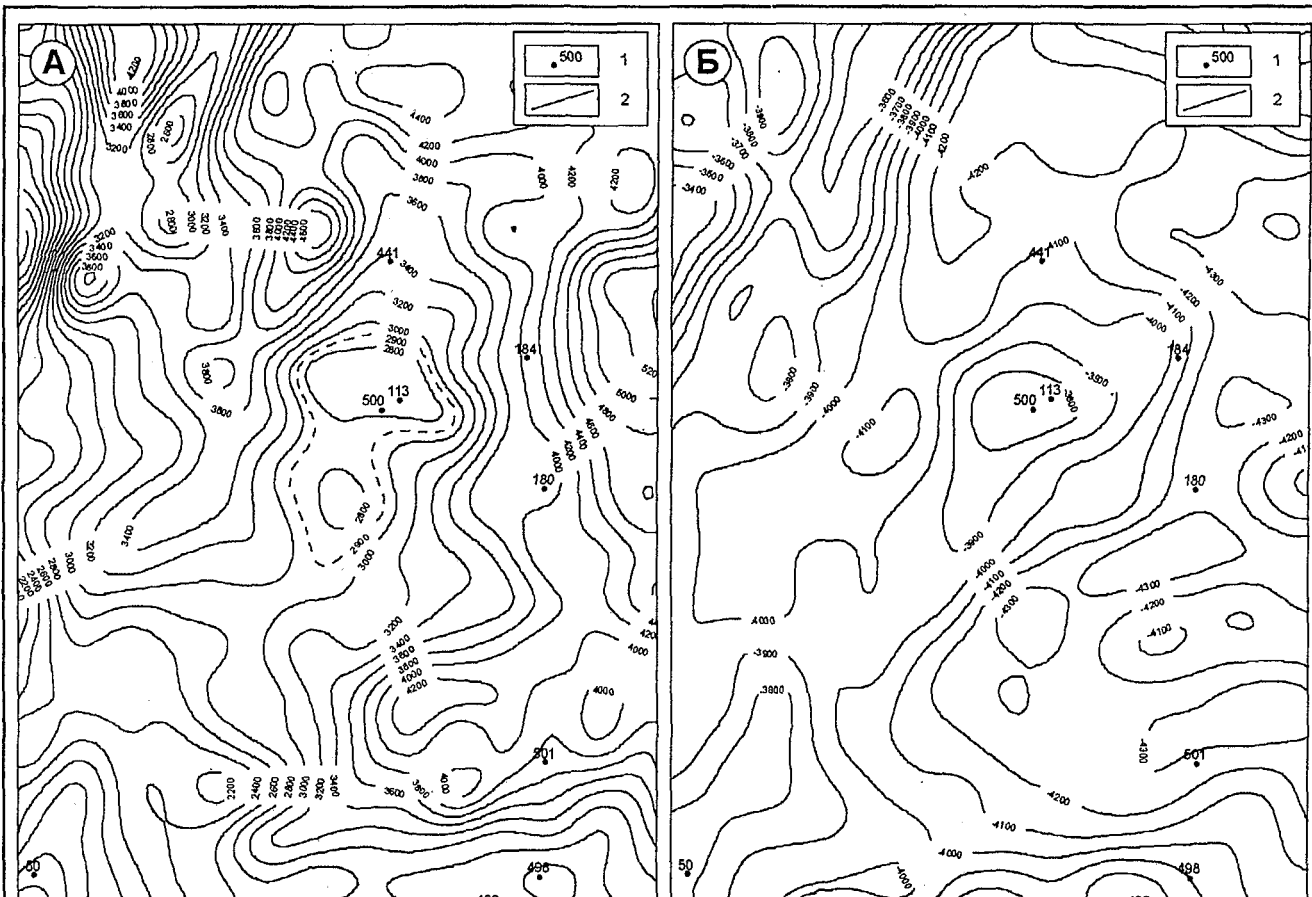


Рис. 3. Палеоструктурная и структурная карты Ябургского поднятия:

А — палеоструктурная карта кровли палеозоя на конец батского века: 1 — скважины, вскрывшие тюменскую свиту, 2 — изопахиты триас-среднеюрских отложений, м; Б — структурная карта по кровле тюменской свиты (батский ярус): 1 — скважины, вскрывшие тюменскую свиту, 2 — стратозигипсы батского яруса, м

По сравнению с юрским разрезом, вскрытым скв. 1001, восточнее, на склоне мегавала, по сейсмическим данным МОВ ОГТ предполагается увеличение толщины нижней юры на 400 м и осадочного триаса еще на 300 м. При этом увеличенные толщины нижнего мезозоя представляют собой не локальные явления, а региональные, так как нижний мезозой здесь выстилает днище всей Надым-Тазовской синеклизы. Следовательно, зона прилегания нижнего мезозоя к фундаменту Медвежьего мегавала — масштабное явление, которому сопутствуют малоамплитудные разломы, что не исключает развитие здесь залежей, контролируемых сбросами [5].

Площадь купольной части Медвежьего мегавала по кровле фундамента составляет около 400 км².

Сравнительный анализ поднятий

Крупные поднятия заметно отличаются амплитудой структур на карте по кровле сеноманских отложений (см. табл. 1, 2). Анализ самой карты приводит к удивительному выводу о том, что в Западной Сибири развита диагональная система мегавалов и прогибов, осложненных местами дизъюнктивными, которые существуют как бы независимо от хода региональных стратозигипс. Эта дискретность подталкивает к выводу о наличии разноэтажных геодинамических причин или "механизмов", одни из которых действовали в мантии и обеспечили центробежное расширение Западно-Сибирской геосинеклизы, а вторые (возможно, коровые) были ответственны за дискретные дислокации в виде сводов, мегавалов и валов. Разноэтажная тектоника оказывается не полностью согласованной и по возрасту формирования тектонических единиц. Так, центробежное развитие геосинеклизы происходило с триаса до палеоцена и даже до начала миоцена и шло в один этап, который 20 млн лет назад сменился другим — общим воздыманием всей Западной Сибири и ее обрамления. Это воздымание вписывается в тенденцию всех континентов планеты — как бы враз приподниматься с обновлением горного рельефа и является составным звеном раздувающейся планеты [6].

Сравнивая между собой класс крупных поднятий севера Западной Сибири, видим, что по времени главного этапа формирования они делятся на три-четыре группы. Наиболее молодые тяготеют к северу Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, неокомские располагаются почти в центре, а юрские занимают южную половину, начиная с Широкого Приобья. При этом указанная выше диагональная система мегавалов, прослеживаемых от Ярудейского и Медвежьего поднятий на юго-восток до Александровского мегавала и далее, всегда включает мощный послесеноманский импульс роста, даже если этот импульс не является главным. В итоге в рассматриваемой полосе и даже за ее пределами — на Уренгойском поднятии — наблюдается дисгармония между структурным планом по подошве мезозойско-кайнозойского чехла и кровле сеномана. Несколько

иной структурный план представляет уровень тавдинской свиты (эоцен). Такое несоответствие лишь частично связано с изменением этажа нефтегазоносности и с размерами месторождений, где основная продуктивность приурочена к сеноманским отложениям.

Таким образом, геодинамические факторы являются лишь составными параметрами нефтегазоносности в пределах Надым-Тазовского междуречья, где роль тектогенеза в чистом виде ощущается при анализе Ярудейского и Русско-Часельского поднятий.

История формирования поднятий — избирательный фактор, при котором главная или существенная фаза роста предопределяет (при прочих равных условиях) роль того или иного нефтегазоносного комплекса — юрского на Красноленинском своде, сеноманского на Уренгое, Медвежьем и т. д.

Пространственные закономерности, действующие на фоне формирования крупных поднятий, обусловлены более масштабными явлениями. Речь идет об уменьшении этажа нефтегазоносности снизу разреза и с запада на восток, при котором наиболее крупное и высокоамплитудное Балахнинское поднятие вмещает только одну небольшую залежь газа в среднеюрских отложениях. Отсутствие на Северном, Сургутском и Нижневартовском сводах заметных залежей в кровле фундамента, перекрытого тоар-ааленскими отложениями, можно объяснить промытостью недр водой еще в позднеюрскую эпоху. При этом допускаем, что водная масса двигалась как одно целое без разрыва сплошности, поэтому на более мелких структурах типа валов сохраняются залежи УВ (Новопортовское, Рогожниковское, Северо-Варьганское и другие месторождения).

Следовательно, пространственные закономерности тоже надо учитывать, как и геодинамические.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бочкарев В.С., Федоров Ю.Н. Главные этапы формирования сводов и мегавалов чехла Западно-Сибирской молодой платформы // Геология и геофизика. — 1983. — № 7. — С. 136—140.
2. Методы тектонического анализа нефтегазоносных областей Западной Сибири / В. С. Бочкарев, Е. М. Максимов, М. И. Мишульский, Ю. Н. Федоров. — М.: Недра, 1980. — 193 с.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. — М.: Недра, 1981. — 143 с.
4. Бочкарев В.С. Количественная геотектоника М.А. Усова и ее продолжение // Современные геологические проблемы. — Тюмень, 1994. — С. 39—46.
5. Брехунцов А.М., Бочкарев В.С., Деценя Н.П. Региональные закономерности распределения залежей нефти и газа на севере Западной Сибири // Научные проблемы Западно-Сибирского нефтегазового региона. — Тюмень, 1999. — С. 106—108.
6. Бочкарев В.С. Проблемы рифтогенеза на платформах и щитах // Рифты литосферы. — Екатеринбург, 2002. — С. 26—28.