

УДК 550.36

## ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ ТОГУРСКИХ НЕФТЕЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЮГОРСКОГО СВОДА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

*Г.А. Лобова*

### Аннотация

Выполнено палеотемпературное моделирование и палеотектонические реконструкции юрского осадочного разреза Верхнеляминского вала, расположенного в центральной части Югорского свода. По геотемпературному критерию выделены палеоочаги генерации нефти в шеркалинской свите (тогурской пачке). Определены палеоплощади нефтесбора и зоны аккумуляции тогурских нефтей. Очаги дифференцируются по интенсивности и временному интервалу действия, зоны аккумуляции – по величине площадей нефтесбора, локализуя прогнозные ресурсы тогурских нефтей.

**Ключевые слова:** палеотемпературное моделирование, очаги генерации тогурской нефти, палеоплощади нефтесбора, локализация прогнозных ресурсов, шеркалинская свита, Югорский свод, Западная Сибирь.

---

### Введение

Для изучения теплового потока литосферы, термического режима осадочных комплексов и оценки степени катагенеза потенциально нефтематеринских пород получили распространение методы палеотемпературного моделирования [1–5]. Применяемое математическое моделирование, учитывающее изменение во времени многочисленных параметров геотермополя, позволяет достаточно достоверно и точно рассчитывать температуры на любой момент геологического времени в любой точке разреза [6]. В данной работе предпринята попытка исследования методом палеотемпературного моделирования (в комплексе с палеотектоническими реконструкциями) в центральной части Западно-Сибирской плиты, в пределах Верхнеляминского вала, осложняющего Югорский свод (рис. 1). Югорский свод выделен недавно [8]. Эта структура сопоставима по размерам с Сургутским, Красноленинским и Нижневартовским сводами – гигантскими зонами нефтегазонакопления в центральной части Западно-Сибирской плиты. Поэтому приводимые результаты наших исследований представляют интерес для регионально-зональной оценки нефтегазоносности нового крупного объекта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В работах [9, 10] изучена термическая история и определены очаги генерации нефти тутлеймской (аналог баженовской,  $K_1b-J_3tt$ , 142–151 млн. лет) свиты Верхнеляминского вала. Тутлеймская и шеркалинская ( $J_1p-t$ , 185–196 млн. лет) свиты являются основными потенциально нефтематеринскими толщами, содержащими значительное количество рассеянного органического вещества (РОВ), благоприятного для генерации нефтяных углеводородов [11]. В разрезе шерка-

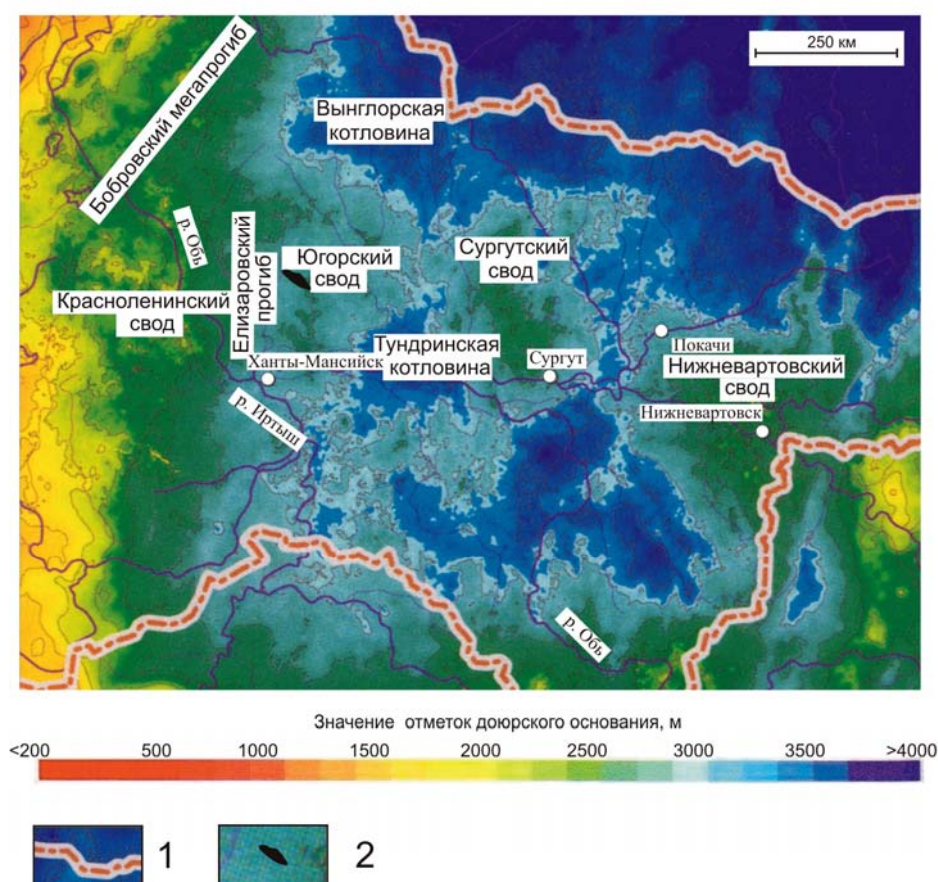


Рис. 1. Фрагмент структурной карты по поверхности доюрского основания осадочного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты [7]: 1 – административная граница Ханты-Мансийского автономного округа; 2 – положение Верхнеильямского вала

линской свиты присутствуют тогурская и радомская глинистые пачки с повышенным содержанием РОВ смешанного типа. Тогурская пачка – это широко известные по многочисленным публикациям лагунные и озерные отложения – темно-серые, черные глины и аргиллиты, нередко битуминозные, с линзами и прослоями алевролитов и мелкозернистых песчаников. Таким образом, конкретной целью настоящей работы является выявление, картирование и изучение динамики в геологическом времени очагов генерации нефти шеркалинской свитой.

В результате поисково-разведочных работ в пределах Верхнеильямского вала (рис. 2) открыто 6 нефтяных месторождений. На 7 площадях выполнены поисковые работы разной степени детальности. Поэтому результаты наших исследований, характеризующие локализацию прогнозных ресурсов углеводородов (УВ), имеют также и практический нефтепоисковый интерес.

### Краткая характеристика нефтегазоносности территории

Месторождения Верхнеильямского вала относятся к Ляминскому нефтегазоносному району Фроловской нефтегазоносной области [7]. Здесь выделяется

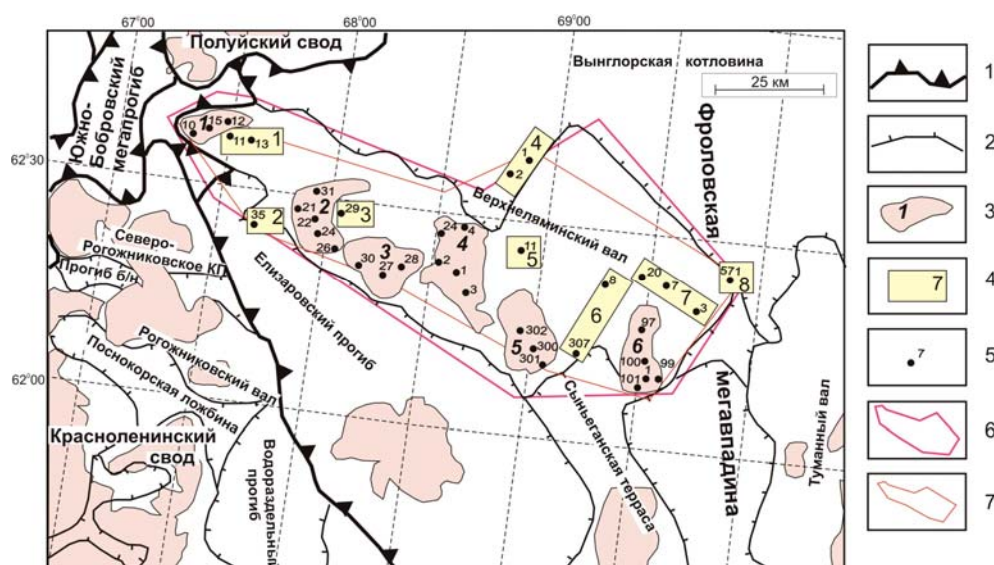


Рис. 2. Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [7]: 1 – границы тектонических элементов I порядка; 2 – границы внутреннего районирования; 3 – месторождение УВ и его номер на карте; 4 – площадь нефтепоискового бурения и ее номер на карте; 5 – поисково-разведочная скважина и ее номер; 6 – контур участка исследований; 7 – контур построения прогнозных карт. Месторождения УВ: 1 – Центральное; 2 – Назымское; 3 – Тункорское; 4 – Апрельское; 5 – Итьяхское; 6 – Торчасинское. Площади нефтепоискового бурения: 1 – Верхне Назымская; 2 – Восточно-Рогожниковская; 3 – Татьеганская; 4 – Панлорская; 5 – Северо-Апрельская; 6 – Западно-Унлорская; 7 – Унлорская; 8 – Северо-Санлорская

пять нефтегазоносных комплексов (НГК): доюрский (зона контакта, палеозойский), нижнеюрский, среднеюрский, верхнеюрский и меловой.

В табл. 1 приведены данные по испытаниям, проведенным в поисково-разведочных скважинах, расположенных в пределах распространения шеркалинской свиты. Эти материалы изучены по первичным документам «Дел скважин». Приведены результаты испытаний для среднеюрского, нижнеюрского и доюрского НГК, наиболее вероятным источником нефти которых является РОВ шеркалинской свиты.

Большинство выявленных скопления УВ в *доюрских отложениях* приурочено к горстовым погребенным поднятиям. По-видимому, залежи контролируются зонами разуплотнения пород, формирующими флюидопроницаемые участки. К доюрскому НГК можно приурочить с достоверностью залежь нефти в скв. Назымская-21. Получен приток фильтрата бурового раствора (ФБР) с пленкой нефти и при испытании интервала зоны контакта и палеозойского НГК в скважинах Итьяхская-301, 302. В скважинах: Апрельская-1, 3, 24; Верхне-Назымская-11; Назымская-22, 26 тоже получены притоки нефти. Однако испытания в этих скважинах были проведены совместно с пластами тюменской, абалакской и тутлеймской свит.

Табл. 1

Результаты испытания поисково-разведочных скважин Верхнелемянского вала

| Название площади | № скв.    | Интервал испытания, м   | Отложения (свита)                 | Пласт, горизонт                   | Приток, м <sup>3</sup> /сут        | Тип флюида          | T <sub>плз</sub> , °С |
|------------------|-----------|-------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|---------------------|-----------------------|
| Центральная      | 10        | 2704–2769               | тюменская                         | Ю <sub>2-3</sub>                  | 4.8                                | нефть               |                       |
|                  |           | 2954–3071               | тюменская – палеозой              | Ю <sub>9</sub> –Pz                |                                    | сухо                |                       |
|                  | 12        | 2625–2706               | тюменская                         | Ю <sub>2-3</sub>                  | 1.6                                | нефть               | 87                    |
| Верхненазымская  | 15        | 2704–2733               | тюменская                         | Ю <sub>2-4</sub>                  | 6.0                                | нефть               | 119                   |
|                  | 11        | 2570–2878               | абалакская – палеозой             | Ю <sub>1</sub> –Pz                | 10.0                               | нефть               | 95                    |
|                  |           | 13                      | 2560–2680                         | тутлеймская – тюменская           | Ю <sub>0</sub><br>Ю <sub>2-3</sub> | 5.2                 | нефть                 |
| Апрельская       | 11        | 2582–2685               | тюменская                         | Ю <sub>2-3</sub>                  | 5.5                                | нефть               |                       |
|                  |           | 1                       | 2697–3013                         | тюменская – палеозой              | Ю <sub>2</sub> –Pz                 | 4.0                 | нефть                 |
|                  | 2         | 2714–2877               | тутлеймская – тюменская           | Ю <sub>0</sub> –Ю <sub>9</sub>    |                                    | сухо                |                       |
|                  |           | 4                       | 2722–2821                         | тутлеймская – тюменская           | Ю <sub>0</sub> , Ю <sub>2-3</sub>  |                     | сухо                  |
|                  | 24        |                         | 2866–2923                         | тюменская                         | Ю <sub>4-5</sub>                   |                     | сухо                  |
|                  |           | 3010–3133               | тюменская – шеркалинская          | Ю <sub>8-10</sub>                 | 2.9                                | нефть 50%, вода 50% |                       |
| Панлорская       | 24        | 2761–3166               | тюменская – палеозой              | Ю <sub>2</sub> –Pz                | 5.6                                | нефть               | 110                   |
|                  |           | 1                       | 3275–3290                         | палеозой                          | Pz                                 |                     | вода, пленка нефти    |
|                  | 2         | 2800–2864               | абалакская – тюменская            | Ю <sub>1</sub> –Ю <sub>2</sub>    | 2.9                                | ФБР                 | 80                    |
|                  |           | 3167–3200               | тюменская – шеркалинская          | Ю <sub>10-11</sub>                | 24.9                               | вода                | 90                    |
| 3285–3333        | палеозой  | Pz                      | 7.3                               | вода                              | 90                                 |                     |                       |
| Унлорская        | 3         | 2801–2870               | тюменская                         |                                   |                                    | сухо                |                       |
|                  |           | 3008–3128               | P–Г                               |                                   |                                    | сухо                | 93                    |
|                  | 7         | 2888–2946               | тюменская                         | Ю <sub>2</sub>                    |                                    | сухо                | 82                    |
|                  |           | 3190–3195               | шеркалинская                      | Ю <sub>10</sub>                   | 3000                               | газ                 | 146                   |
| 20               | 2824–2898 | тутлеймская – тюменская | Ю <sub>0</sub> + Ю <sub>2-5</sub> |                                   | сухо                               | 92                  |                       |
| Тортасинская     | 1         | 2805–2913               | тюменская                         | Ю <sub>2</sub>                    | 0.6                                | вода, пленка нефти  | 97                    |
|                  |           | 2834–2867               | тюменская                         | Ю <sub>2-3</sub>                  | 7.8                                | нефть               | 108                   |
|                  |           | 3162–3278               | тюменская – палеозой              | Ю <sub>10</sub> –Pz               |                                    | сухо                | 93                    |
|                  | 97        | 2800–2878               | тутлеймская – тюменская           | Ю <sub>0</sub> + Ю <sub>2</sub>   |                                    | сухо                |                       |
|                  |           | 3090–3203               | шеркалинская – палеозой           | Ю <sub>10</sub> + Pz              |                                    | сухо                |                       |
|                  | 99        | 2839–2859               | тюменская                         | Ю <sub>2</sub>                    | 1.8                                | нефть               |                       |
|                  |           | 2810–2870               | тутлеймская – тюменская           | Ю <sub>0</sub> + Ю <sub>2</sub>   | 11.4                               | нефть               |                       |
|                  |           | 2883–2893               | тюменская                         | Ю <sub>3-4</sub>                  |                                    | сухо                |                       |
|                  |           | 3185–3281               | P–Г                               |                                   |                                    | сухо                |                       |
|                  | 100       | 2793–2871               | тутлеймская – тюменская           | Ю <sub>0</sub> + Ю <sub>2-3</sub> |                                    | сухо                | 82                    |
|                  |           | 3159–3208               | шеркалинская – палеозой           | Ю <sub>10</sub> + Pz              |                                    | сухо                |                       |
|                  | 101       | 2826–2847               | тюменская                         | Ю <sub>2</sub>                    | 1.2                                | нефть               |                       |
|                  |           | 2828–2900               | тюменская                         | Ю <sub>2-5</sub>                  | 7.2                                | нефть               | 91                    |

**Нижнеюрский НГК** охватывает пласты Ю<sub>10-11</sub> шеркалинской свиты. На территории исследований эти отложения развиты на Центральной, Верхненазымской, Апрельской, Панлорской, Унлорской и Тортасинской площадях. Однако притоки УВ получены лишь на Унлорской площади в скважине 7 (пласт Ю<sub>10</sub>, газ) и на Апрельской площади – при совместном испытании пластов Ю<sub>8-10</sub> в скважине 4 получен приток нефти с водой. Несмотря на присутствие шеркалинской свиты в разрезе на остальных перечисленных площадях, при испытании притоков УВ не получено.

**Среднеюрский НГК** включает в себя пласты Ю<sub>2-9</sub> тюменской свиты. На территории Верхнеяминского вала по данным бурения и геофизическим материалам выделяются пласты Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5-6</sub>, Ю<sub>8-9</sub>. Максимально распространены верхние горизонты тюменской свиты – пласты Ю<sub>2-3</sub>. Дебиты нефти, полученные при испытании пласта Ю<sub>2-3</sub>, колеблются от 8.1 м<sup>3</sup>/сут в скв. Северо-Апрельская-11 до 0.1 м<sup>3</sup>/сут в скв. Тункорская-28. При испытании отложений этого НГК отрицательные результаты получены на Унлорской, Западно-Унлорской, Апрельской и Восточно-Рогожниковской площадях.

**Верхнеюрский НГК** включает тутлеймскую и абалакскую свиты, объединяющие разнофациальные толщи. Залежи УВ связаны с карбонатно-трещиноватыми породами абалакской свиты (пласт Ю<sub>1</sub>) и трещиноватыми битуминозными аргиллитами нижнетутлеймской подсвиты (пласт Ю<sub>0</sub>). Максимальный приток нефти из пластов Ю<sub>0</sub> получен в скв. Тункорская-27, где дебит составил 45 м<sup>3</sup>/сут. При испытании пласта Ю<sub>0</sub> в скв. Унлорская-7 получен приток газа дебитом 2000 м<sup>3</sup>/сут. При индивидуальном испытании пластов Ю<sub>1</sub> на Восточно-Рогожниковской, Тункорской, Северо-Апрельской, Панлорской и Северо-Санлорской площадях получены отрицательные результаты («сухо»).

**В меловом НГК** резервуарами для УВ являются немногочисленные клиноформы неокома (пласты группы АС). В пределах района исследований установлена нефтеносность пластов АС на Назымской (скв. 24), Унлорской (скв. 7) и Тортасинской (скв. 1) площадях.

### Палеотемпературное моделирование

Для выявления, картирования очагов и оценки времени генерации нефтей были использованы палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование [12]. Алгоритм *палеотектонических реконструкций* основывается на «методе выравнивания профилей» [13]. Исходной основой является геоплотностный разрез. Для его перестроения на момент времени  $t$  накопления любой стратиграфической единицы используются эмпирические зависимости плотности одновозрастных отложений от глубины

$$\sigma(Z) = B_1 - B_2 \exp(-B_3 Z). \quad (1)$$

где коэффициент  $B_1$  – это минеральная плотность отложений, коэффициент  $B_2$  соответствует величине пористости неуплотненных осадков, а  $B_3$  – интенсивности воздействия фактора геологического времени. Палеомощность свиты на гипсометрической отметке  $Z$  определяется по формуле:

$$h_i = [(2B_1 - 1) - \sigma(z)] / [(2B_1 - 1) - \sigma] \cdot h, \quad (2)$$

где  $\sigma$  – плотность пород свиты в современном разрезе,  $h$  – мощность свиты в современном разрезе.

В нашей модели **процесс распространения тепла** в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left( \lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (3)$$

где  $\lambda$  – теплопроводность;  $a$  – температуропроводность;  $f$  – плотность внутренних источников тепла;  $U$  – температура;  $Z$  – расстояние от основания;  $t$  – время. С краевыми условиями

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (4)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (5)$$

где  $\varepsilon = \varepsilon(t)$  – верхняя граница осадочной толщи;  $q$  – тепловой поток.

Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов  $h_i$ , для каждого из которых заданы теплопроводность  $\lambda_i$ , температуропроводность  $a_i$ , плотность радиоактивных источников  $f_i$  и скорость осадконакопления  $v_i$ . Скорость осадконакопления может быть отрицательной, что означает денудацию слоя. Для решения одномерной начально-краевой задачи (3)–(5) с разрывными коэффициентами применен метод конечных элементов [14].

В случае стационарности глубинного теплового потока  $q$  решение обратной задачи определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_i} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \xrightarrow{q} \min. \quad (6)$$

Решение обратной задачи строится с учётом того, что функция  $U(Z, t, q)$ , являющаяся решением прямой задачи (3) с краевыми условиями (4) и (5), в этом случае линейно зависит от  $q$ .

Краевое условие (4) определяет температуру «нейтрального» слоя и может задаваться в виде кусочно-линейной функции  $U(t)$  векового хода температур поверхности земли. А краевое условие (5) может задаваться в виде кусочно-линейной функции  $q(t)$  изменения значения глубинного теплового потока.  $T_i$  – измеренное распределение температур. «Измеренное» распределение температур может задаваться и по определениям отражательной способности витринита (ОСВ), пересчитанным [15] в градусы Цельсия, с указанием времени срабатывания «максимального палеотермометра».

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению температур  $T_i$  в скважине рассчитывается тепловой поток  $q$  через поверхность подстилающего основания, то есть решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением  $q$  решается прямая задача геотермии: непосредственно рассчитываются температуры  $U$  в заданных точках осадочной толщи  $Z$  в заданные моменты геологического времени  $t$ .

При отсутствии прямых определений теплопроводности  $\lambda_i$  используем петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности  $\sigma$ . Эти

зависимости получены в интервале плотностей 1.5–2.6 г/см<sup>3</sup> как для песчаных отложений, так и для алевролито-аргиллитовых толщ [16]. Коэффициенты температуропроводности  $a_i$ , плотности радиоактивных источников  $f_i$  также зависят от породного состава стратиграфических комплексов.

Рассчитанные максимальные палеотемпературы в каждом стратиграфическом комплексе и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ позволяют прогнозировать присутствие в разрезе нефтегазоматеринских толщ: газа первой генерации – 50–90 °С (градация МК<sub>1</sub><sup>1</sup>); нефти – 90–130 °С (МК<sub>1</sub><sup>2</sup>); газа второй генерации и газоконденсата – 130–190 °С (МК<sub>2</sub>–МК<sub>3</sub>); более 190 °С – разрушительные для УВ температуры. При этом прогнозе мы опираемся на известную шкалу катагенеза и температурной зональности процессов нефтегазообразования [17], в последующем уточненную [18].

**«Измеренные» распределения геотемператур.** Для решения обратной задачи геотермии мы можем использовать как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы, рассчитанные по ОСВ.

Однако, исходя из критерия уверенного отождествления измеренной температуры с пластовой, мы для расчетов принимаем только те замеры пластовых температур, которые получены при значительных дебитах флюида из интервалов испытаний. Причем в этом случае мощность интервала испытаний небольшая, а глубина замера (установки термометра в скважине) несущественно отличается от положения интервала испытания. Замеров пластовых температур, отвечающих указанному критерию, оказывается недостаточно.

Использование палеотемператур, пересчитанных из ОСВ в градусы Цельсия, в качестве «измеренных» требует указания времени абсолютного максимума палеотемпературы. Для определения этого времени проведено оценочное моделирование и установлено время абсолютного максимума палеотемпературы – 37.6 млн. лет назад [10].

Таким образом, для решения обратной задачи геотермии (расчета теплового потока через поверхность основания) мы одновременно используем как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и геотемпературы, полученные из определений ОСВ. В силу технологических особенностей измерения пластовых температур более достоверными признаем температуры по ОСВ. Поэтому при решении задачи (6) по «невязкам» более 5 °С из расчетов был исключен еще ряд измеренных пластовых температур.

### Результаты исследований и обсуждение

**Тепловой поток.** На рис. 3 приведена схематическая карта распределения значений плотности теплового потока через поверхность доюрского основания. Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученных решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла всех 37 скважин (рис. 2).

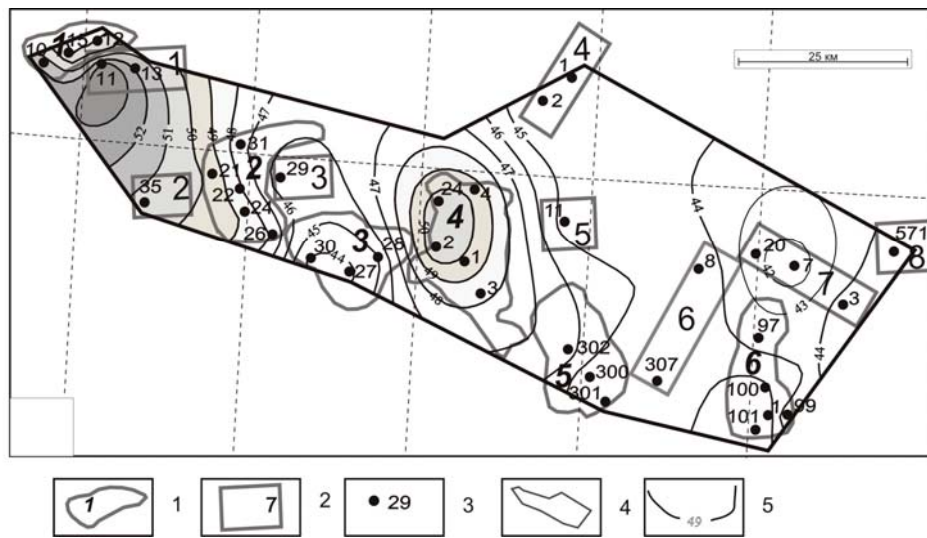


Рис. 3. Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока через поверхность доюрского основания Верхнеяминского вала: 1 – месторождение и его номер на карте; 2 – площадь нефтепоискового бурения и ее номер на карте; 3 – поисково-разведочная скважина; 4 – контур построения прогнозных карт; 5 – изолинии значений плотности теплового потока,  $\text{мВт/м}^2$

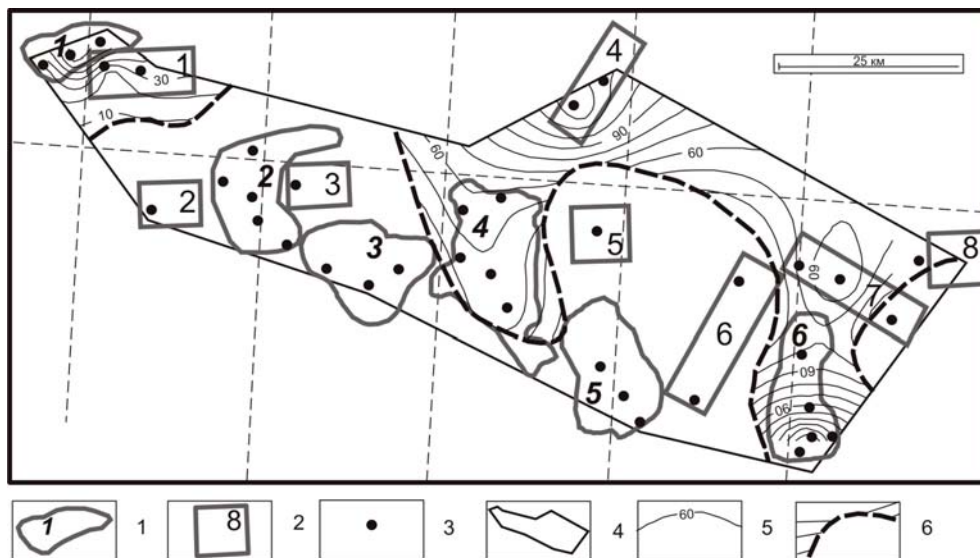


Рис. 4. Схематическая карта распределения значений мощностей шеркалинской свиты Верхнеяминского вала: 1–4 – то же, что на рис. 3; 5 – изолинии значений мощностей, м; 6 – граница распространения отложений шеркалинской свиты



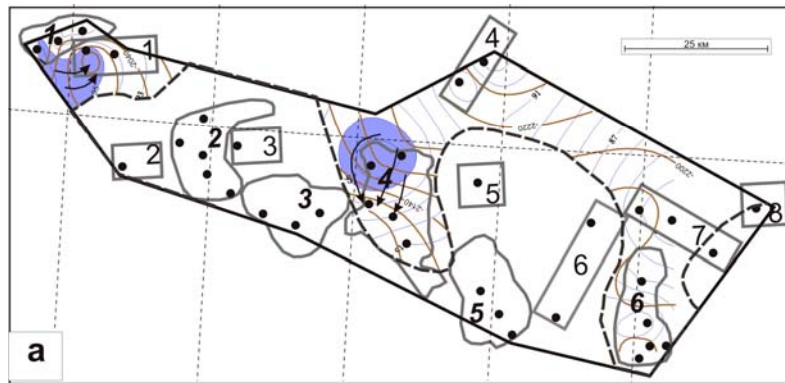




Рис. 5. Схемы положения очагов генерации и направлений возможной миграции шеркалинских нефтей 62 млн. лет назад (а), 55 млн. лет назад (б), 38 млн лет назад (с), 5 млн. лет назад (д) и современное состояние (е) Верхнеляминского вала: 1–4 – то же, что на рис. 3; 5 – изолинии значений температур в шеркалинской свите, °С; 6 – контур очага генерации нефтей; 7 – изогипсы кровли шеркалинской свиты, м; 8 – направления линий тока флюидов; 9 – генерализованные («тальвиговые») границы зон нефтесбора; 10 – граница распространения отложений шеркалинской свиты

Уже на этом этапе исследований можно отметить тенденцию прямой пространственной корреляции величины плотности теплового потока с нефтенасыщенностью осадочных комплексов (дебитами нефти поисково-разведочных скважин – табл. 1). Именно на участках высоких значений теплового потока расположены скважины Центральной, Верхненазымской, и Апрельской площадей, давшие наиболее ощутимые притоки нефти.

Вместе с тем мощность шеркалинской свиты (рис. 4), являющейся материнской для среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК, не имеет прямой (видимой) корреляции с установленной нефтенасыщенностью этих НГК.

**Очаги генерации и зоны потенциальной аккумуляции шеркалинских (тогурских) нефтей.** На рис. 5, а–е приведены схемы очагов генерации нефти в шеркалинской свите с момента их зарождения (62 млн. лет назад) до их современного положения. Карты построены путем интерполяции геотемператур, полученных решением прямых задач геотермии (на заданные ключевые времена) в моделях распространения тепла 19 скважин, вскрывших шеркалинскую свиту. С учетом того, что РОВ тогурской пачки смешанного типа, контур очага генерации нефти принимаем по изотерме 95 °С. Палеоструктурные карты получены путем интерполяции результатов палеотектонических реконструкций (на заданные времена) разрезов этих 19 скважин.

РОВ шеркалинской свиты (тогурской и радомской пачек) – это наиболее вероятный источник нефти для среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК. Учитываем значительную унаследованность тектонического развития структурных форм, поэтому рельеф кровли шеркалинской свиты (структурная карта) определяет основные направления миграции УВ-флюидов (линии тока)

от места генерации («стартовых точек») к аккумулирующим ловушкам (зонам потенциальной аккумуляции, «скоплению терминальных точек» [19]).

Два очага генерации нефти в шеркалинской свите зародились 62 млн. лет назад в самой западной части и в центральной части Верхнеляминского вала (рис. 5, *a*). Распределение вероятных направлений потоков флюидов (по правилу «всплывания нефти по восстанию пласта» в направлении максимального градиента) указывает, что в то время происходило заполнение нефтью ловушек тюменской, собственно шеркалинской свит, зоны контакта и выступов палеозоя двух зон аккумуляции – западной части Верхненазымской площади с палеоплощадью нефтесбора (ППНС) порядка  $100 \text{ км}^2$ , северной и центральной частей Апрельской площади (ППНС =  $150 \text{ км}^2$ ). Здесь и далее ППНС для каждой зоны аккумуляции определялась по величине площади распределения (в пределах очага) сходящихся линий тока.

55 млн. лет назад размеры и интенсивность очагов генерации нефти шеркалинской свиты существенно увеличились (рис. 5, *b*). Увеличилась интенсивность питания ловушек Верхненазымской площади (ППНС =  $200 \text{ км}^2$ ) и Апрельской площади (ППНС =  $600 \text{ км}^2$ ). Незначительная площадь нефтесбора существовали для ловушек Панлорской площади – около  $70 \text{ км}^2$ .

38 млн. лет назад (рис. 5, *c*), в период максимальных геотемператур, нефтегенерация происходила на всей площади распространения шеркалинской свиты. Заполняются ловушки северной и центральной частей Тортасинской площади (ППНС =  $200 \text{ км}^2$ ). Незначительно питаются ловушки западной части Унлорской площади (ППНС =  $50 \text{ км}^2$ ) и южной части Панлорской площади (ППНС =  $70 \text{ км}^2$ ). Продолжается интенсивный приток нефти в ловушки Апрельской (ППНС =  $600 \text{ км}^2$ ) и Верхненазымской (ППНС =  $200 \text{ км}^2$ ) площадей. Значительная область питания (около  $300 \text{ км}^2$ ) в это время существует для возможных стратиграфических и литологических ловушек по линии выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной части Верхнеляминского вала.

5 млн. лет назад (рис. 5, *d*) нефтегенерация по прежнему происходит практически на всей площади распространения шеркалинской свиты. Заполняются ловушки центральной части Тортасинской площади (ППНС =  $100 \text{ км}^2$ ). Продолжается питание ловушек центральной и южной частей Апрельской площади (ППНС =  $300 \text{ км}^2$ ) и Верхненазымской площади (ППНС =  $200 \text{ км}^2$ ). Значительные области питания существуют для возможных стратиграфических и литологических ловушек по линии выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной части (ППНС =  $350 \text{ км}^2$ ) и в центральной части (ППНС =  $150 \text{ км}^2$ ) Верхнеляминского вала.

В настоящее время (рис. 5, *e*) «работают» три очага генерации шеркалинских нефтей. Заполняются ловушки центральной части Тортасинской площади с площадью нефтесбора (ПНС) порядка  $100 \text{ км}^2$ , ловушки восточной и южной частей Апрельской площади (ПНС =  $300 \text{ км}^2$ ) и ловушки Верхненазымской площади (ПНС =  $200 \text{ км}^2$ ). Идет значительная подпитка возможных стратиграфических и литологических ловушек по линии выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной части (ПНС =  $200 \text{ км}^2$ ) и в центральной части (ПНС =  $200 \text{ км}^2$ ) вала.

Для характеристики аккумуляционного потенциала каждой зоны, посчитан условный интегральный показатель, равный  $\sum(S_i \cdot T_i \cdot t_i \cdot 10^{-3})$ , где:  $S_i$  – площадь нефтесбора, км<sup>2</sup>;  $T_i$  – температура очага генерации нефти, °С;  $t_i$  – время действия очага, млн. лет. На основе этого показателя проведено ранжирование зон аккумуляции по степени перспективности.

### Заключение

1. Установлены разной степени интенсивности и времени действия очаги генерации нефти в шеркалинской свите центральной части Югорского свода – нового крупного объекта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Температуры а очагах шеркалинской свиты могут превышать 115 °С, зарождение очагов происходило 60–40 млн. лет назад, долгоживучесть очагов 60–35 млн. лет. 38 млн. лет назад – время максимального прогрева материнских отложений центральной части Югорского свода. В это время, по видимому, нефтегенерация происходила на всей площади распространения шеркалинской свиты.

2. За всю историю нефтегенерации палеоструктурная обстановка юрских и палеозойского НГК ощутимо менялась, что приводило к изменчивости размеров палеоплощадей нефтесбора для отдельных зон аккумуляции нефти Верхнеляминского вала. Поэтому поисковые перспективы отдельных зон аккумуляции нефти определяются интегральным показателем, зависящим от размеров палеоплощадей нефтесбора, палеотемператур и времени действия очагов генерации.

3. Локализация прогнозных ресурсов тугорской нефти Верхнеляминского вала позволяет ранжировать по интегральному показателю аккумуляционного потенциала разведочные и поисковые площади следующим образом. Рациональная очередность доразведки месторождений на среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский НГК: 1 – Апрельское; 2 – Тортасинское. Рациональная очередность детализации поисковых площадей: 1 – Верхненазымская; 2 – Панлорская. Рациональная очередность постановки поисков (новые площади) в полосе выклинивания шеркалинских отложений: 1 – северо-восточная часть вала; 2 – центральная часть вала.

4. Реализованный алгоритм оценки нефтегазоносности центральной части Югорского свода является заслуживающим внимание примером комплексной нефтегеологической интерпретации широкого спектра геолого-геофизических данных.

Автор благодарен д. г.-м. н. В.И. Исаеву (ТПУ, г. Томск) за консультации при выполнении работы и д. г.-м. н. А.Н. Фомину (ИНГиГ СО РАН, г. Новосибирск) за предоставление данных ОСВ по скважинам Верхнеляминского вала.

Работа выполнена в рамках задания Федерального агентства по образованию РФ по теме «Методология моделирования теплового потока литосферы Сибири и локализации прогнозных ресурсов углеводородов».

### Summary

*G.A. Lobova.* Togur Oils Generation Centers in Central Part of Yugorskiy Arch (the Western Siberia).

Paleotemperature modelling and paleotectonics reconstruction of Jurassic sedimentary cut of Verkhnyaminskiy shaft has been performed, which is located in the central part of Yugorskiy arch. According to geotemperature criterion, paleocenters of oil generation in Sherkalinskaya layer (Togurskiy pack) are specified. Determined are paleoareas of oil-gathering and zones of Togur oils accumulation. The centers are differentiated by action intensity and time interval. Zones of accumulation are differentiated by size of the areas of oil-gathering. Prognosis resources of Togur oils are localized.

**Key words:** paleotemperature modeling, generation centers of Togur oils, paleoareas of oil-gathering, prognosis resources localization, Sherkalinskaya layer, Yugorskiy arch, Western Siberia.

### Литература

1. *Ермаков В.И., Скоробогатов В.А.* Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
2. *Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П.* Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
3. *Исаев В.И., Волкова Н.А.* Прогнозные оценки перспективности объектов нефтегазопоисковых работ методами геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Тихоокеанская геология. – 1997. – Т. 16, № 2. – С. 58–67.
4. *Подгорный Л.В., Хуторский М.Д.* Термическая эволюция литосферы зоны сочленения Балтийского щита и Баренцевоморской плиты // Физика Земли. – 1998. – № 3. – С. 56–65.
5. *Галушкин Ю.И., Симоненкова О.И., Лопатин Н.В.* Влияние формирования гигантских скоплений газа на термический режим осадочной толщи Уренгойского месторождения Западно-Сибирского бассейна // Геохимия. – 1999. – № 12. – С. 1335–1344.
6. *Исаев В.И.* Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование // Тихоокеанская геология. – 2004. – Т. 23, № 5. – С. 101–115.
7. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова, В.Г. Елисеев, В.И. Карасев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, Е.А. Тепляков, Ф.З. Хафизов, А.В. Шпильман, В.М. Южакова. – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.
8. *Волков В.А., Пятков В.И., Сидоров А.Н., Одношевная И.И., Гончарова В.Н., Хорошев А.Г.* Предварительные результаты работ построения структурной карты по отражающему горизонту А (поверхности доюрского основания) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2003. – С. 73–81.
9. *Исаев В.И., Лобова Г.А., Мочалкина Л.Н., Попов С.А., Литвинова О.Г.* Факторы термической истории и нефтегенерации баженовской свиты Верхнеяминского вала (Югорский свод) // Вестн. Югорск. гос. ун-та. – 2008. – № 1(8). – С. 34–42.
10. *Исаев В.И., Лобова Г.А., Попов С.А., Хашитова А.Б.* Термическая история и очаги генерации нефти баженовской свиты центральной части Югорского свода // Изв. Томск. политехн. ун-та. – 2008. – Т. 313, № 1. – С. 38–43.
11. *Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И.* Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация – Новосибирск: ГЕО, 2005. – 254 с.

12. *Исаев В.И., Старостенко В.И.* Оценка нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии // Геофиз. журн. – 2004. – Т. 26, № 2. – С. 46–61.
13. *Нейман В.Б.* Теория и методика палеотектонического анализа. – М: Недра, 1984. – 80 с.
14. *Соловейчик Ю.Г., Рояк М.Э., Персова М.Г.* Метод конечных элементов для решения скалярных и векторных задач. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 896 с.
15. *Исаев В.И., Фомин А.Н.* Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47, № 6. – С. 734–745.
16. *Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г.* Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48–54.
17. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г.* Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
18. *Буриштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э.* Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38, № 6. – С. 1070–1078.
19. *Красавчиков В.О.* Компьютерное моделирование направлений возможной миграции углеводородных флюидов и зон их потенциальной аккумуляции // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41, № 3. – С. 356–370.

Поступила в редакцию  
15.07.08

---

**Лобова Галина Анатольевна** – аспирант Томского политехнического университета, доцент кафедры геологии Югорского государственного университета, г. Ханты-Мансийск.

E-mail: [g\\_lobova@ugrasu.ru](mailto:g_lobova@ugrasu.ru), [isaevvi@tpu.ru](mailto:isaevvi@tpu.ru)