

## ПРОГНОЗ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПРИ РЕГИОНАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

С.Б. Денисов, Е.М. Котельникова

Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт  
им. академика А.П. Крылова

*Дмитровский проезд, 10, Москва, Россия, 127422*

В статье рассматривается возможность использования зависимости удельных геологических запасов от эффективных нефтенасыщенных толщин для прогноза потенциальных запасов месторождений нефти при региональных исследованиях. Методика базируется на установленных связях тангенса угла наклона линии уравнения регрессии «запасы — эффективные толщины» пород одного возраста с литофациальными обстановками осадконакопления, которые оцениваются по региональным лито-фациальным и палеогеографическим картам. Методика применима для отложений с установленной региональной нефтепродуктивностью.

**Ключевые слова:** тангенс угла наклона, песчаность, эффективные нефтенасыщенные толщины.

Геолого-экономический прогноз ресурсов углеводородов любого нефтегазодобного района включает три основные связанные между собой операции [4]:

1) качественную оценку для выявления пространственных геологических факторов, благоприятных для генерации, аккумуляции и сохранения скоплений углеводородов;

2) количественную оценку, позволяющую оценить вероятностное количество углеводородов и их распределение по площади и разрезу осадочного чехла;

3) экономическую оценку, определяющую эффективность освоения ресурсного потенциала недр.

При реализации операции 2 (количественная оценка) можно выделить следующие этапы:

1) выбор модели и метода прогнозирования;

2) установление способов прогнозирования на основе эталонных количественных зависимостей между прогнозируемыми характеристиками и измеренными параметрами;

3) дифференциальная и интегральная оценка ресурсов объекта прогноза по установленным зависимостям;

4) геологическая интерпретация результатов прогноза с целью оценки вероятности количественной оценки ресурсов.

В данной статье рассматриваются вопросы построения эталонных зависимостей с целью количественной оценки запасов в пределах структур, выявленных по данным сейсморазведки в отложениях пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Среднего Приобья.

В статье [1] обоснована тесная связь удельных геологических запасов с эффективными нефтенасыщенными толщинами для локальных месторождений. Эта зависимость описывается линейным уравнением (рис. 1):

$$Q_n = B + A \cdot N_{эфф}, \quad (1)$$

где  $Q_n$  — удельные геологические запасы на единицу площади в тыс. т/скв (как правило, за единицу площади принимается область дренирования согласно инструкции по под-

счету запасов [6—8] или шаг сетки скважин, принятый в проектном документе);  $N_{эфф}$  — эффективная нефтенасыщенная толщина, м;  $A$  и  $B$  — коэффициенты уравнения.

Высокий коэффициент корреляции между рассматриваемыми параметрами уравнения (1) достигается при условии кластеризации массивов исходных данных по возрасту продуктивных отложений и фациальным обстановкам осадконакопления.

Одной из информативных характеристик этого уравнения является тангенс угла наклона альфа линий регрессии — коэффициент  $A$  (рис. 1).

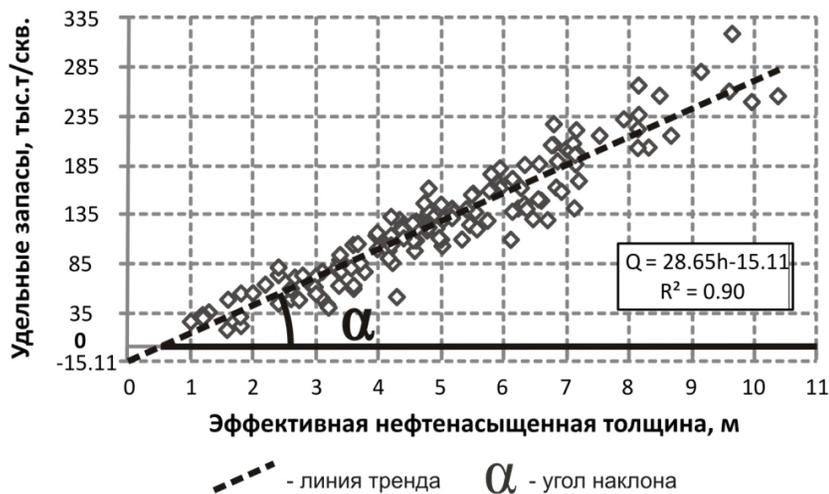
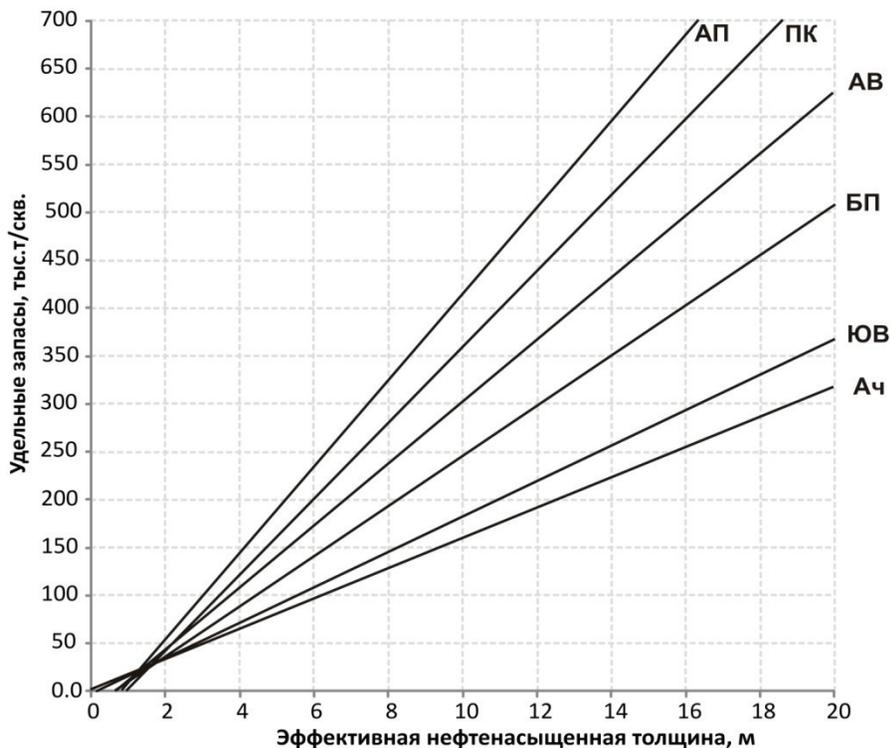


Рис. 1. График зависимости удельных запасов от  $N_{эфф}$

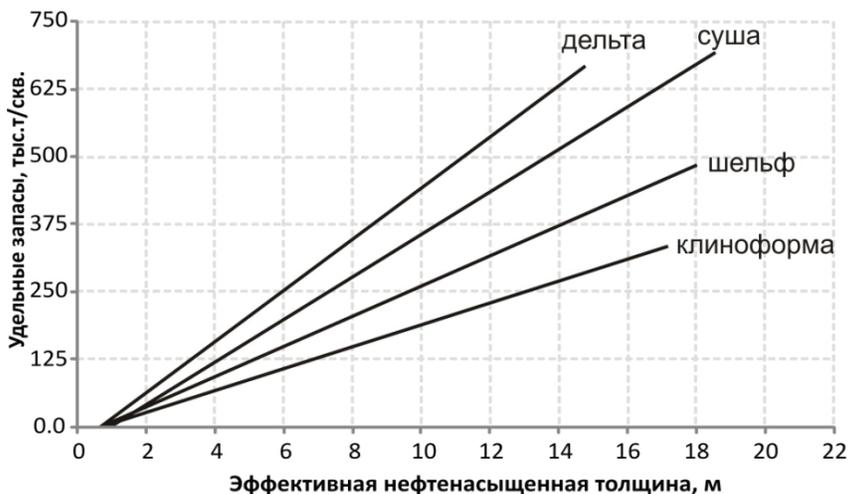
В результате анализа зависимостей удельных запасов от эффективной нефтенасыщенной толщины было установлено, что для пластов разного возраста ( $ПК_i^n$ ,  $АП_i^n$ , и др.) зависимости удельных запасов от эффективной нефтенасыщенной толщины имеют линейный характер и отличаются угловым коэффициентом (рис. 2).

На рис. 2 видно, что линии уравнений регрессии для каждой группы пластов имеют свой угол наклона. Группы пластов АП, ПК, АВ, БП, Ач представлены отложениями мелового возраста, пласты групп ЮВ — юрского возраста. Различия значений углов наклона графиков существенны (более 10%). Таким образом, тангенс угла наклона можно считать информативным параметром, который, в свою очередь, определяется литологическими и возрастными особенностями нефтеносных пластов.

Угол наклона линии регрессии зависимости удельных запасов от эффективной нефтенасыщенной толщины является характерной величиной для отложений определенного возраста, однако даже в пределах одной возрастной группы к построению эталонных зависимостей следует подходить дифференцированно. Это объясняется тем, что пласты изучаемых массивов одного возраста (стратиграфического объема) имеют различный литологический состав и структуру порового пространства, что связано с условиями седиментации, обусловленными определенными фациальными обстановками осадконакопления. На рис. 3 приведены линии регрессии для континентальных, дельтовых, шельфовых, клиноформных отложений.



**Рис. 2.** График зависимости удельных запасов от Нэфф в отложениях разного возраста



**Рис. 3.** График зависимости удельных запасов от эффективной нефтенасыщенной толщины в разных фациальных обстановках

Так как углы наклона (угловые коэффициенты) линий тренда зависимостей удельных запасов от Нэфф различны для разных пластов и групп пластов и определяются возрастом и условиями осадконакопления коллекторов, что было показано на отложениях отдельных месторождений и залежей в их пределах, было целесообразно провести анализ зависимости тангенса угла наклона от условий седи-

ментации (фациальных обстановок). Решение данной задачи объективно возможно в плоскости региональных исследований одновозрастного интервала разреза. В качестве такого объекта был выбран пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, вскрытый на многочисленных месторождениях Среднего Приобья, который формировался в келловейском и оксфордском веках позднеюрского периода.

При анализе исходных данных палеогеографические обстановки формирования изучаемых отложений картировались, опираясь на литолого-палеогеографические карты [2].

Фрагмент лито-фациальной карты района исследований приведен на рис. 4.

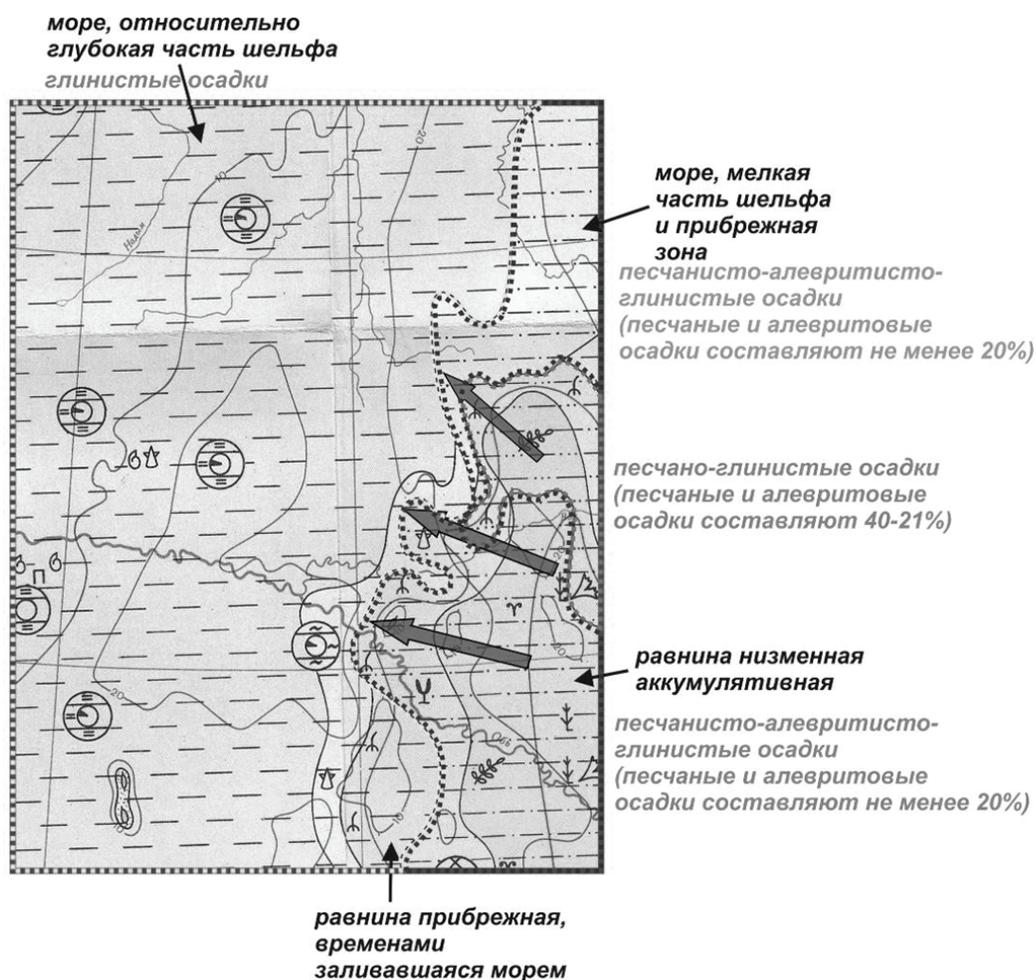
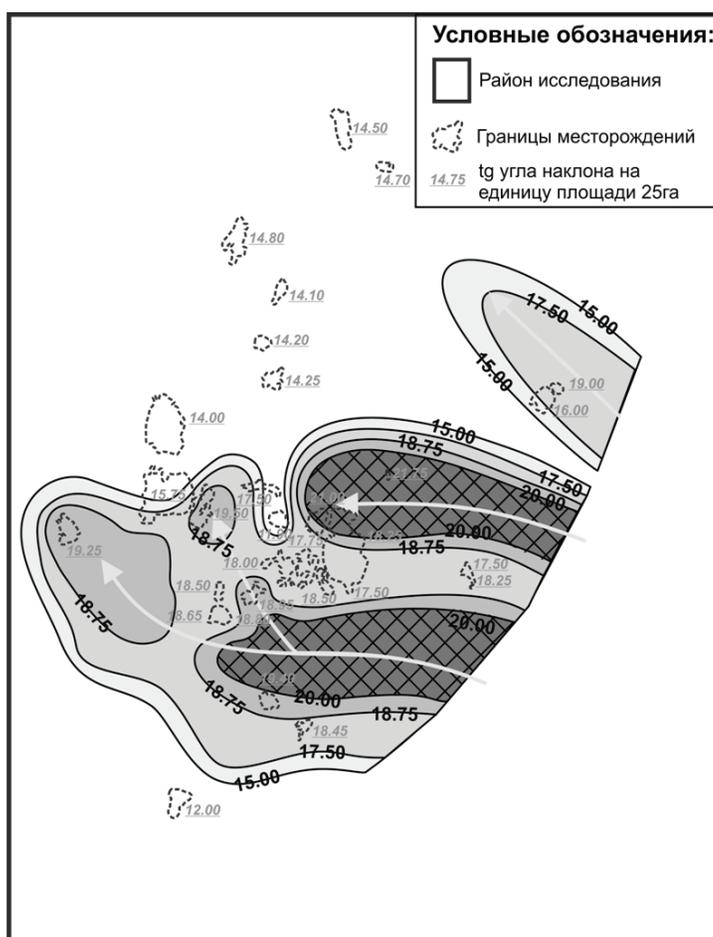


Рис. 4. Фрагмент литолого-палеогеографической карты Западно-Сибирской равнины (Юрский период, Келловейский век), показан только район исследования [2]

На рисунке видно, что кроме характерного для Среднего Приобья простирания границ фациальных зон в направлении близком к меридиональному, на карте возможно выделение направлений транспортировки обломочного материала и связанных с ними потоковых фаций, обладающих улучшенными свойствами коллектора.

Поскольку фациальные обстановки для нефтенасыщенной толщи сменяются по латерали и не имеют резких границ между собой, имеет смысл оценить распределение значений тангенса угла наклона в плане и соответствие его значений фациальным обстановкам осадконакопления. Если учитывать, что теоретически линии тренда имеют началом точку с нулевой толщиной и нулевыми запасами, то карты значений тангенсов угла наклона линии тренда являются совокупностью эталонных зависимостей для количественной оценки запасов верхнеюрских отложений в выявленных или прогнозируемых скоплениях нефти. Для карт тангенса угла наклона по месторождениям Среднего Приобья Западной Сибири для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> были вынесены на план значения углового коэффициента, по которым была построена карта значений тангенса угла наклона на рассматриваемой площади (рис. 5). Статистика — 35 месторождений.



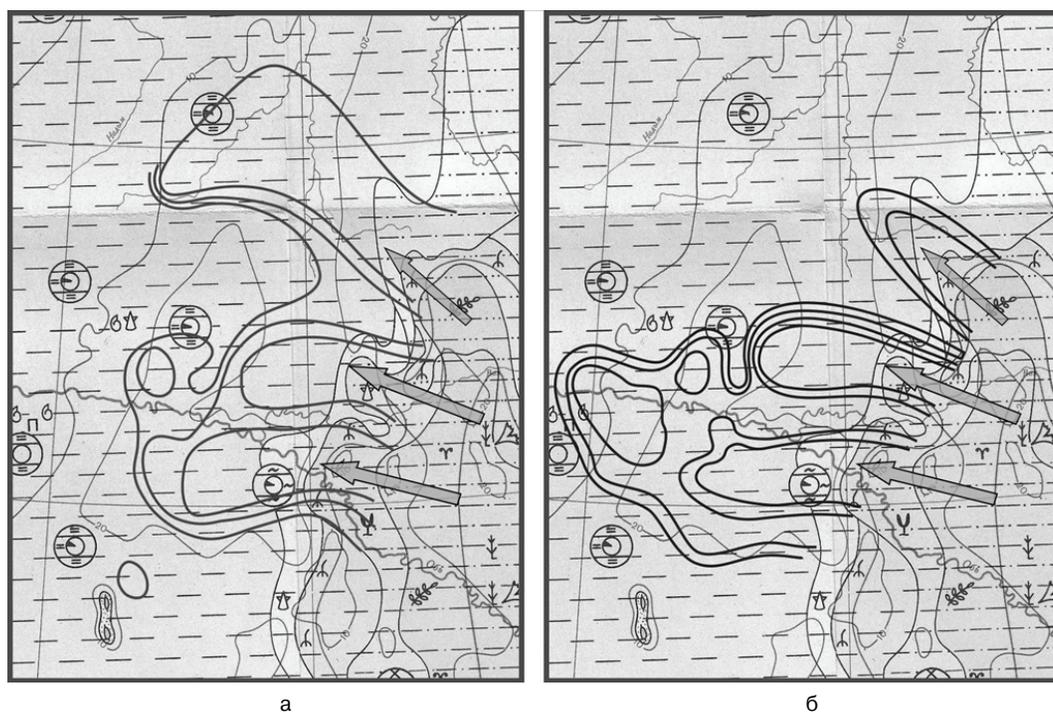
**Рис. 5.** Карта изменения тангенса угла наклона для пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Среднего Приобья

Оценка наличия связи тангенса угла наклона с региональным распределением месторождений, удельные запасы которых и свойства коллекторов определяются условиями осадконакопления, рассматривались и на наличие корреляции с песчаностью и региональными литофациальными картами.



Таким образом, полученные результаты соответствия значений коэффициентов песчаности и тангенса угла наклона подтверждают высокую эффективность параметра тангенса угла наклона для оценки количества запасов в связи с принадлежностью положения месторождений в разных фациальных зонах.

Для оценки возможной связи между значениями тангенса угла наклона и коэффициентом песчаности для группы рассматриваемых месторождений была построена соответствующая карта (рис. 7).



**Рис. 7.** Сводная карта исследуемых геолого-физических параметров:  
наличие информационной связи литолого-палеогеографической карты (см. рис. 4):  
1) с картой коэффициентов песчаности (см. рис. 6) 2) с картой значений тангенса угла наклона (см. рис. 5)

Полученная информация на площади изучаемого участка группы месторождений Западной Сибири сведена на общую карту. На карте видно наличие информационной связи литолого-палеогеографической, каротажной информации (коэффициент песчаности) и значений тангенса угла наклона, что подтверждает с высокой степенью достоверности наличие связи значений тангенса угла наклона с фациальными обстановками осадконакопления и возможность использования карт тангенса угла наклона в качестве эталонных зависимостей для количественной оценки запасов новых месторождений и при доразведке уже открытых месторождений.

Таким образом, особенностью изменения значений тангенса угла наклона на площади для отложений одного возраста является их хорошая корреляция с качеством коллекторов и принадлежностью их к фациальным обстановкам, что по-

зволяет, опираясь на законы седиментологии, более обоснованно интерполировать значения картируемого параметра между дискретными точками наблюдений (месторождениями) и более обосновано прогнозировать на количественном уровне потенциальные возможности перспективных областей и доизучаемых блоков открытых месторождений.

\*\*\*

Значения тангенса угла наклона линии тренда регрессии тесно связаны с условиями осадконакопления, что позволяет на количественном уровне прогнозировать запасы потенциальных месторождений с учетом лито-фациальных карт, как на региональном, так и на локальном уровне.

Полученные карты можно использовать для формирования эталонных зависимостей для оценки запасов месторождений при региональных исследованиях.

### ЛИТЕРАТУРА

- [1] Денисов С.Б., Котельникова Е.М. Подсчет начальных геологических запасов методом экспресс — оценки запасов нефтяных залежей на примере крупного нефтегазового месторождения ЯНАО // Вестник РУДН. Серия «Инженерные исследования». — 2012. — № 2 [Denisov S.B., Kotelnikova E.M. Podsthet nathalnyh geologitheskikh zapasov metodom express-ocenki zapasov neftjanyh zalezhej na primere krupnogo neftegazovogo mestorozhdenija YANA O // Vesnik RUDN. — 2012. — № 2.]
- [2] Нестеров И.И., Кулахметов Н.Х. и др. Атлас и объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины в масштабе 1:5 000 000 / Под ред. И.И. Нестерова. — Тюмень, 1976. [Nesterov I.I., Kulachmetov N.Kh. i dr. Atlas i objasnitelnaja zapiska k atlasu litologo-paleogeografitheskikh kart jurskogo i melovogo periodov Zapadno-Sibirskoj ravniny v masshtabe 1:5 000 000 / Pod red. I.I. Nesterova. — Tjumen, 1976.]
- [3] Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных месторождений и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-110-01. [Methoditheskie ukazanija po geologo-promyislovomu analizu razrabotki heftjanyih mestorozhdenij. RD 153-39.0-110-01.]
- [4] Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. — М.: ВНИИОЭНГ, 2000. []
- [5] Обстановки осадконакопления и фации: В 2-х томах / Пер. с англ. / Под ред. Х. Рединга. — М.: Мир, 1990. []
- [6] Инструкция по применению Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Инструкция о содержании, оформлении и порядке представления в Государственную комиссию по запасам полезных ископаемых при Совете министров СССР (ГКЗ СССР) материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. — М., 1984. []
- [7] Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. — М.; Тверь: ВНИГРИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. []
- [8] Методические рекомендации по составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов. — М., 2007. []

## **FORECAST OF GEOLOGICAL STOCKS OF OIL AT REGIONAL RESEARCHES**

**S.B. Denisov, E.M. Kotelnikova**

The All Russian Oil and Gas Scientific-Research Institute  
after Academician A.P. Krylov

*Dmitrovsky proezd, Bld. 10, Moscow, Russia, 127422*

The article is about possibility using of dependence of specific geological stocks from effective petrosaturated layers for potential stocks prospect of oil fields at regional level. The method is based on the established communications of a tangent of inclination angle of the line of the regression equation «stocks — effective thickness» rocks of one age with lithofacies states of an sedimentation which are estimated on regional facies and paleogeographical maps. The method is applicable for deposits with the established regional petroefficiency.

**Key words:** inclination angle tangent, psephicity, effective petrosaturated thickness.