

Библиографический список

1. Бродягин В. В. Создание и сопровождение баз данных в геологии//Нефть и газ. 2000. Вып. 3. С. 12-18.
2. Бродягин В. В., Иванов С. А. Особенности неоксского осадконакопления на Ватьеганском месторождении Западной Сибири//Тез. докл. XXIX науч.-техн. конф. горно-нефтяного факультета ПГТУ//Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 1998. С. 22-24.
3. Валоженич З. Л., Ерюхина З. Е., Малых А. Г. и др. Условия формирования и закономерности распространения некоторых продуктивных горизонтов верхнесюрско-нижнемеловых отложений Широкого Приобья//Тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1976. Вып. 111. С.12-50.
4. Дещеня Н.П. Закономерности распространения и условия формирования пластов БС₁₁, БС₁₀ и БС_{8,9} Северо-Сургутской моноклинали // Тр. ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1979. Вып.145. С.110-118.
5. Наборщиков В. П., Шелепов В. В. К вопросу о границах нижнемеловой терригенной формации смещенного типа Западной Сибири//Проблемы литологии, геохимии и рудогенеза осадочного процесса: Материалы I Всерос. литолог. совещ. Москва, 19-21 декабря 2000 г. Т. 2. М.: ГЕОС, 2000. С. 60-62.
6. Наумов А. Л., Онищук Т. М., Биншток М. М. Особенности формирования разреза неокома Среднего Приобья //Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений. Тюмень, 1977. Вып. 64. С. 39-46.

Получено 01.12.2000

УДК 553.98.041

В.И. Галкин, И.А. Козлова
Пермский государственный технический университет

ВЛИЯНИЕ ИСТОРИКО-ГЕНЕТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Рассмотрено влияние палеотемпературы, скорости осадконакопления и геологического времени на степень преобразования нефтегазоматеринских пород. Статистически определена степень воздействия каждого фактора на величину суммарного импульса тепла. Построены математические модели, описывающие влияние историко-генетических факторов на нефтегазоносность.

Нефтегазоносность любой территории определяется большим числом региональных и локальных факторов, которые отражают условия образования, накопления углеводородов (УВ) и формирования залежей. Историко-генетические факторы: палеотемпература, время и скорость погружения толщи, оказывают значительное влияние на энигенез нефти от превращения рассе-

янного органического вещества (РОВ) в УВ нефтяного ряда до разрушения залежей.

Учет комплексного влияния этих факторов заложен в методе историко-генетических реконструкций, разработанном Н.В. Лопатиным, Л.А. Польстер, Ю.А. Висковским. В основе метода лежит представление о процессе преобразования ОВ с учетом изменения палеотемпературы и времени ее воздействия на нефтематеринский пласт по мере его погружения [1].

По данной методике для территории северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУ НГП) были построены модели эволюции погружения, а также палеотемпературная и катагенетическая зональности для верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений.

Обзор предыдущих исследований подобного типа показывает, что на большей части платформенной территории ВУ НГП отложения терригенного девона вступали в главную зону нефтегазообразования (ГЗН) в раннепермское время. Для относительно приподнятых зон сводов это время соответствует позднепермской эпохе. В миогеосинклинали Урала эти нефтематеринские толщи вступали в ГЗН в средне-каменноугольную эпоху. Верхнедевонско-нижнекаменноугольная продуцирующая толща, развитая на платформенной части территории, полностью вошла в ГЗН в позднекаменноугольную эпоху. Эти же нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) в восточных районах достигли ГЗН в раннепермское время.

В позднедевонское время изучаемые земли характеризовались развитием систем палеовпадин: Камско-Кинельской, состоящей (с северо-востока на юго-запад) из Яйвенской, Кизеловской, Калининской, Шалымской, Можгинской и Сарапульской; Камско-Вятской (Пономаревская) и Уткинско-Серебрянской [2]. Для каждой впадины построены наиболее типичные модели эволюции погружения и катагенетической зональности. Для Камско-Кинельской системы впадин (ККСВ) исследовано два типа моделей, характеризующих платформенную часть и Предуральский прогиб.

Для удобства изложения и последующего анализа построенных графических моделей условно выделено 4 блока:

- 1-впадины ККСВ, расположенные в пределах Предуральского краевого прогиба (Яйвенская и Кизеловская),
- 2- Уткинско-Серебрянская впадина (УСВ),
- 3- впадины ККСВ, приуроченные к северо-востоку Русской платформы,
- 4- Пономаревская впадина (ККСВ).

В табл. 1 приведены уточненные данные о времени проявления ГФН в выделенных блоках, полученные с учетом методики Л.А. Польстер.

Проведенное историко-генетическое моделирование позволило не только более детально установить время вступления нефтегазоматеринских толщ в ГЗН и максимально достигнутый ими уровень катагенеза РОВ, но и получить новые историко-генетические критерии (палеотемпература, время пребывания в ГЗН, величина СИТ, скорость осадконакопления), определяющие разный ход процесса нефтегазогенерации в выделенных блоках (табл. 2).

Таблица 1

Время вступления верхнедевонско-нижнекаменноугольных
отложений в ГЗН (ГЗГ)

Впадины	Время вступления		Катагенез (по СИТ)	
	подошвы	кровли	подошвы	кровли
Блок 1: Яйвенско-Вишерская Добряно-Кизеловская	$C_{2m} - P_{2uf}$ $C_{2b} - P_2$	$P_{1ar} - P_{2uf}$ $C_3 - P_{2uf}$	МК ₃ МК ₄	МК ₁₋₂ МК ₃
Блок 2	$C_{1v} - C_{1s}$	$C_{2b} - P_{1kr}$	МК ₅ - АК	МК ₄₋₅ - АК
Блок 3: Калининская Шалымская Можгин., Сарапул.	$C_{2m} - P_{1as}$ $C_{2m} - P_{1as}$ $C_3 - P_{1as}$	$P_{1ar} - P_{2kr}$ $P_{1ar} - P_{2kr}$ $P_{2kr} - P_{2t}$	МК ₂₋₃ МК ₂₋₃ МК ₂₋₃	МК ₁₋₂ МК ₁₋₂ МК ₁
Блок 4	$P_{1ar} - P_{2t}$	$P_{2kr} - P_{2t}$	МК ₂	ПК ₃

Таблица 2

Историко-генетические критерии нефтегазообразования

Территория	Глубина погружения НГМТ, м	Скорость погружения м/млн. лет	Палеотемпература, °С	Время в ГФН, млн. лет
Блок 1	2120-2850; 2460	17-36,6; 23,5	118-150; 130	38,6-54,6; 47,6
Блок 2	2250-4070; 3167	24,4-56,4; 33	150-228; 189	4,6-54; 34
Блок 3	1720-2320; 2076	8-26,8; 23	73-117; 104	40,6-60,6; 49,6
Блок 4	1300-2100; 1800	1,6-22; 15	70-105; 92	1-28; 15

Для последующего анализа необходимо проследить изменение каждого из полученных критериев в пределах изучаемой территории. Как оказалось, они существенно дифференцированы как по площади, так и по разрезу участков впадин.

Изменение палеотемпературы как ведущего фактора преобразования ОБ подчиняется разным закономерностям в пределах выделенных блоков [3]. На рис. 1, 2, 3, 4 приведены зависимости между глубиной погружения исследуемых верхнедевонско-нижнекаменноугольных толщ и палеотемпературами, существовавшими в них во время проявления главной фазы нефтеобразования (ГФН).

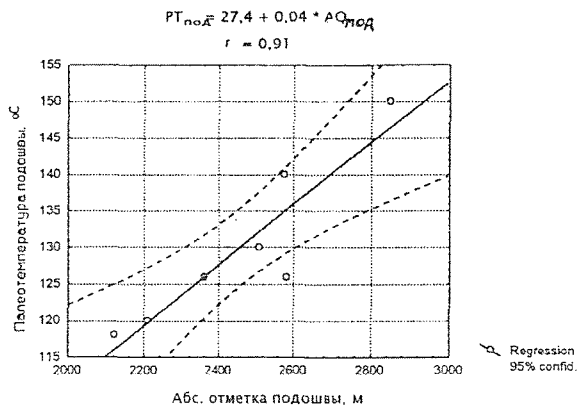


Рис. 1. График зависимости абсолютных отметок залегания подошвы комплекса и палеотемпературы для впадин прогиба ККСВ (блок 1)

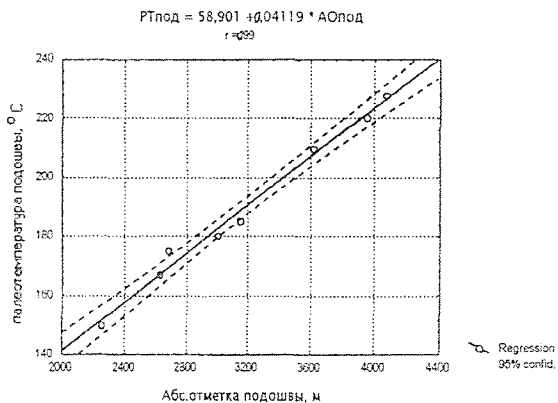


Рис. 2 График зависимости абсолютных отметок залегания подошвы комплекса и палеотемпературы для UCSB (блок 2)

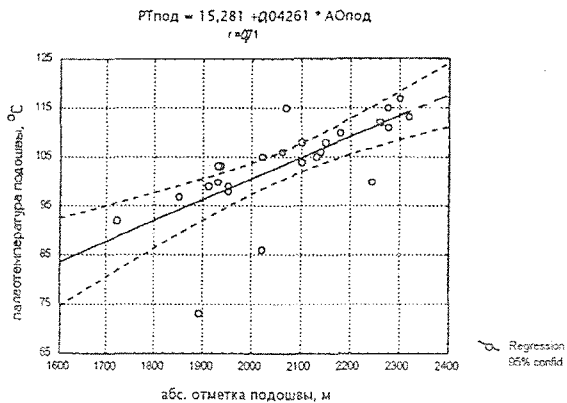


Рис. 3. График зависимости абсолютных отметок залегания подошвы комплекса и палеотемпературы для территории платформенных впадин ККСВ (блок 3)

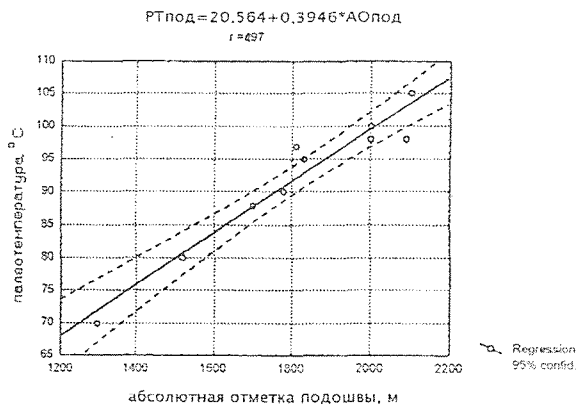


Рис. 4. График зависимости абсолютных отметок залегания подошвы комплекса и палеотемпературы Пономаревской впадины ККСВ (блок 4)

Как видно, для каждого из выделенных блоков существует четкая закономерность увеличения значений палеотемператур с увеличением глубины погружения девонско-турнейских толщ.

При изучении критерия геологического времени установлено, что для всей территории северо-востока ВУ НГП уменьшение времени пребывания

НГМТ в главной зоне нефтеобразования происходит в направлении с востока и юго-востока на запад [4]. Прежде чем приступить к анализу данного показателя, следует отметить, что оптимальное время пребывания в ГЗН с точки зрения реализации нефтематеринскими толщами своего потенциала составляет 10-50 млн. лет. Распределение фактора времени пребывания подошвы и кровли анализируемых отложений в ГЗН (ГЗГ) показано на рис. 5, 6, 7, 8.

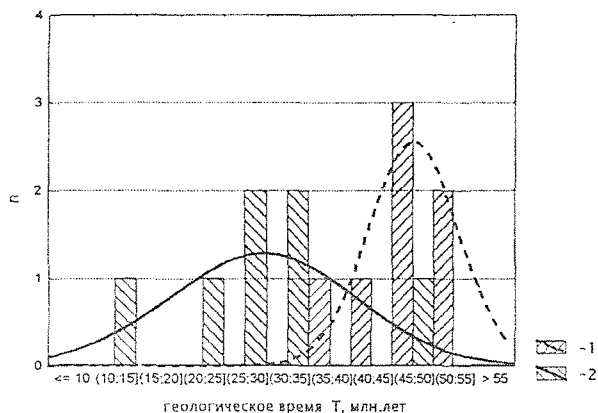


Рис. 5. Распределение параметра геологического времени для впадин прогиба ККСВ (блок 1):
1 – подошва комплекса; 2 – кровля

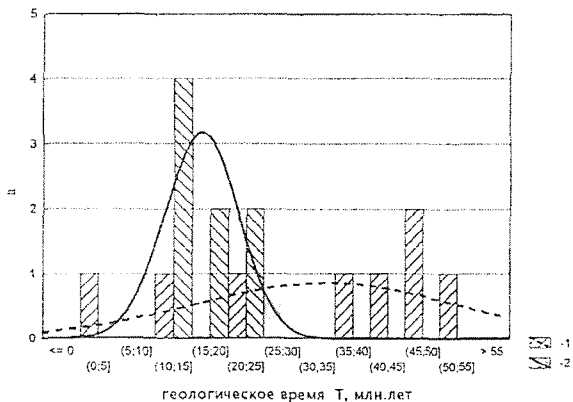


Рис. 6. Распределение параметра геологического времени для УСВ (блок 2)

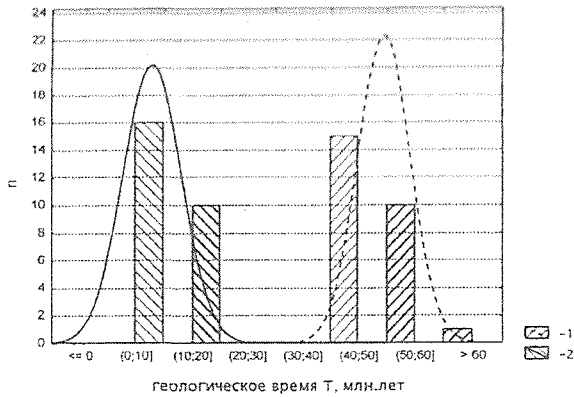


Рис. 7. Распределение параметра геологического времени для впадин платформы ККСВ

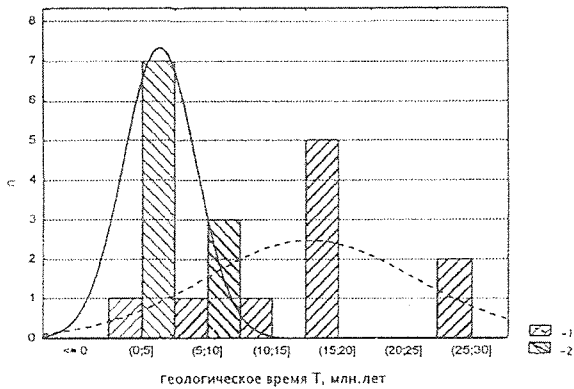


Рис. 8. Распределение параметра геологического времени для Пономаревской впадины ККСВ

Совместное воздействие на РОВ двух основных факторов катагенеза – палеотемпературы и геологического времени обуславливает ту или иную степень катагенетического преобразования ОВ, которое может быть рассмотрено в виде комплексного параметра СИТ. Как показали проведенные статистические исследования, степень воздействия каждого из составляющих факторов в модели СИТ в изучаемых впадинах (блоках) разная.

Для подошвы верхнедевонско-нижнекаменноугольных нефтегазоматеринских толщ, являющихся основными продуцирующими на территории изучаемых впадин, были получены следующие модели СИТ:

1-й класс – Яйвенская и Кизеловская впадины:

$$\text{СИТ} = -155,879 + 1,582 P_{t_{\text{под}}}, \quad R = 0,87;$$

2-й класс – Уткинско-Серебрянская впадина:

$$\text{СИТ} = -251,43 + 1,705 P_{t_{\text{под}}} + 1,782 V_{\text{ос}}, \quad R = 0,72;$$

3-й класс – Калининская, Шалымская, Можгинская, Сарapulьская впадины:

$$\text{СИТ} = -39,886 + 0,459 P_{t_{\text{под}}} + 0,286 T_{\text{гн}}, \quad R = 0,80;$$

4-й класс – Пономаревская впадина:

$$\text{СИТ} = 0,298 + 1,0053 V_{\text{ос}} + 0,003 P_{t_{\text{под}}} - 0,00004 M_{\text{оч}}, \quad R = 0,99$$

Из полученных моделей видно, что основное влияние на степень преобразования РОВ оказывала палеотемпература. Особенно четко это проявляется в модели для впадин, развитых на территории Предуральского прогиба. Глубины погружения толщ в среднем до 2500 м обусловили палеотемпературы порядка 120-150°C, которые и сыграли главную роль в преобразовании РОВ. Появление в модели СИТ для 3-го класса параметра геологического времени вполне оправдано. Более низкие средние палеотемпературы на этой территории 78-104°C (в прогибе 100-130°C), обусловленные меньшими глубинами погружения толщ, компенсировались большим временем прогрева – 40-60 млн. лет (против 35-55 млн. лет в прогибе) за счет меньших скоростей осадконакопления – 20 м/млн.лет (25 м/млн.лет в прогибе).

В модели СИТ для 2-го класса наряду с палеотемпературой появляется параметр скорости осадконакопления. Характерные для Уткинско-Серебрянской впадины максимальные значения палеотемпературы, в среднем 190°C, связаны с наиболее глубоким погружением исследуемых толщ. Высокие скорости осадконакопления в этой впадине (до 40 м/млн.лет) обусловлены интенсивным прогибанием этой территории, начиная с позднекаменноугольного времени. Эти два параметра – температура и скорость погружения, очевидно, в равной степени повлияли на степень преобразования РОВ и величину СИТ в этой модели.

Величина СИТ в Пономаревской впадине определяется, в первую очередь, скоростью осадконакопления, а потом палеотемпературой. Влияние скорости выразилось в ее самой минимальной величине среди всех впадин – 17 м/млн.лет, что связано с незначительными глубинами залегания толщи (1300-1900 м) и ее сокращенной мощностью. Хотя палеотемпературы, достигнутые подошвой 75-90°C вполне достаточны для начала процесса образования нефтяных УВ.

Данные по эволюции палеотемператур, геологического времени начала и длительности пребывания в ГЗН, а также величина СИТ, полученные в результате историко-генетического моделирования в сумме с уже известными геолого-геохимическими критериями, послужили основой для выявления закономерностей нефтегазообразовательного процесса в материнских толщах изучаемых систем впадин.

Подводя итог, отметим ряд выявленных закономерностей:

- изменение в степени влияния температурно-временных факторов на степень преобразования РОВ (величину СИТ) происходит в направлении с востока и юго-востока на запад-северо-запад;

- на востоке рассматриваемой территории (Предуральский прогиб) процесс преобразования РОВ в УВ нефтяного ряда определялся в основном только палеотемпературами;

- в западной части (на платформе) кроме палеотемпературы на уровень катагенеза ОВ оказывало влияние время пребывания толщ в ГЗН;

- величина скорости осадконакопления, обусловленная тектоническими процессами, сыграла решающую роль в степени катагенеза РОВ пород УСВ, предопределив их как газопродуцирующие;

- различные температурно-временные условия катагенеза в разрезе франско-фаменско-турнейского комплекса пород рассматриваемых впадин обусловили наличие зон с различной степенью преобразованности РОВ: 1 блок – МК₁-МК₂; 2 – МК₄-АК₁; 3 – МК₁-МК₂; 4 – ПК₃-МК₂.

Полученные данные свидетельствуют о широком изменении условий процесса нефтегазообразования в основной нефтегенерирующей толще позднедевонско-раннекаменноугольного возраста. Установленная генерационная зональность в значительной степени соответствует распределению фазового состояния УВ на уже открытых месторождениях, что подтверждает правильность данного методологического подхода и позволяет оценить перспективы нефтегазоносности в районах, менее изученных, но характеризующихся общностью геологических условий.

Библиографический список

1. Польштер Л.А., Висковский Ю.А. и др. Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности. М.:Недра, 1984. 200 с.
2. Проворов В.М. Строение позднедевонско-турнейского палеошельфа севера Урало-Поволжья // Геология нефти и газа. 1988. №2. С.24-29.
3. Козлова И.А. Палеотемпературы девонско-турнейской карбонатной толщи в зоне развития ККСВ// Тез. докл. научн.-техн. конф. Пермь, 1995. С. 25-27.
4. Лопатин Н.В. Температура и геологическое время как факторы углефикации// Изв. АН СССР. Сер.геол. 1971. № 3. С.95-106.

Получено 10.12.2000