

# РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК: 547.21

## ГЕОХИМИЧЕСКИЙ ФЕНОМЕН СКИФСКО-ТУРАНСКОЙ ПЛИТЫ – НЕФТИ С АНОМАЛЬНЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ПАРАФИНА

© Л.А. Анисимов

Волгоградский Государственный Университет, г. Волгоград

DOI:10.24412/1997-8316-2022-107-27-34

**Аннотация.** Геохимическая специализация мезозойских нефтей Средне-Каспийского бассейна определяется уникальной концентрацией высокопарафинистых нефтей в рассматриваемом регионе. По своему составу они существенно отличаются от нафтенных нефтей Прикаспийской синеклизы и Южно-Каспийской впадины. Такая специализация связана с высокой угленасыщенностью отложений триаса и юры, что является следствием преобладания континентальных условий осадконакопления и поступлением в бассейны углистого материала при разрушении палеозойских каменноугольных формаций Кряжа Карпинского.

**Ключевые слова:** Скифско-Туранская плита, парафинистые нефти, угленакопление, распространение, генезис.

E-mail: l\_anisimov@yahoo.com

## GEOCHEMICAL PHENOMENON OF THE SCYTHIAN-TURANIAN PLATE – OIL WITH AN ABNORMAL PARAFFIN CONTENT

© L. Anisimov

Volgograd State University, Volgograd

**Abstract.** The geochemical specialization of Mesozoic oils of the Middle Caspian basin is determined by the unique concentration of high-paraffin oils in the region under consideration. These oils differ significantly in their composition from naphthenic oils of the Precaspian Syncline and the South Caspian Depression. This specialization is associated with the high coal saturation of the Triassic and Jurassic sediments, which is a consequence of the predominance of continental sedimentation conditions and the entry of coal material into the basins during the destruction of the Paleozoic coal formations of the Karpinsky Ridge.

**Key words:** Scythian-Turanian plate, paraffin oil, coal accumulation, distribution, genesis

## ГЕОХИМИЧЕСКАЯ СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕЙ СКИФСКО-ТУРАНСКОЙ ПЛИТЫ

В своей работе А.Н. Ильин с соавторами [4] выделяют в классе парафинистых нефтей подклассы умеренно парафинистых (6-10%), высокопарафинистых (10-20%) и сверхвысокопарафинистых (>20%). Нефти мезозойских отложений Скифско-Туранской плиты во многих случаях относятся к последнему классу, концентрация парафинов часто превышает 20%.

Представление об уникальной концентрации высокопарафинистых нефтей в регионе дает таблица 1. Данные взяты из работ [2, 6], где приводятся сведения о параметрах нефтей Терско-Каспийского бассейна, акватории Северного и Среднего Каспия, Мангышлака и Тургайского прогиба.

Геохимическая специализация нефтей Средне-Каспийского бассейна удивительна. Расположенные рядом месторождения нефти Южного Мангышлака разительно отличаются от нефтей полуострова Бузачи. Нефти триасовых залежей на Мангышлаке носят ярко выраженный метановый характер. Содержание метановых УВ в них превышает в ряде случаев 70 %, нафтеновых 18-27 % и ароматических 8-14 %, твердых парафинов – колеблется от 17 до 36,3 % (данные КазНИПИнефть). Групповые составы нефтей юрских и триасовых залежей аналогичны. Присутствие УВ во фракции нефтей до 200 °С составляет (в %): метановых 60-75, нафтеновых 14-28 и ароматических 7-15; во фракции до 500 °С количество метановых УВ остается почти без изменения, несколько повышается доля нафтеновых и снижается ароматических.

В доюрском разрезе Южного Мангышлака промышленно нефтегазоносными являются низкопроницаемые терригенные и карбонатные отложения триаса с различным содержанием туфогенного материала. Высокодебитные притоки нефти получены также из гранитоидных пород, интродуцированных в позднепалеозойское время в тол-

щу углисто-глинистых сланцев фундамента на площади Оймаша.

Исследования по распространению парафинистых нефтей в различных стратиграфических комплексах показывают, что основная часть таких нефтей приурочена к мезозойским отложениям [7]. Анализ распределения парафинистых нефтей мира по возрасту показал, что большинство образцов относится к нижнему карбону, средней и верхней юре, нижнему мелу, что соответствует распределению основной массы углей.

В пределах Скифско-Туранской плиты ниже-среднеюрские отложения относятся к паралическим субугленосным формациям [1]. Известны угольные месторождения Баксано-Кубанского, Дагестанского районов, Мангышлака, Большого Балхана, и Туаркыра. Практически во всех глубоких скважинах породы нижней и средней юры обладают повышенной и высокой угленосностью за счет развития многочисленных пластов, линз и прослоев угля, углистых глин и алевролитов. В ниже-среднеюрском комплексе отложений в передовых прогибах разрез представлен песчано-глинистой субугленосной толщей континентального и прибрежно-морского генезиса.

При этом выделяются три типа угленосных формаций, различающихся по условиям формирования и особенностям распространения [1]: 1) угленосная нижней и средней юры в геосинклинальной части прогиба (карахская и хивская толщи Дагестана); 2) прерывистая нижней юры, развитая в небольших депрессиях герцинского фундамента Восточного Предкавказья и восточного побережья Каспия; 3) внутриплатформенная средней юры, распространенная на обширной территории от Ставропольского свода до Гиссарского хребта (oleyниковская свита кряжа Карпинского, кокалинская, ташкутанская, тенатинская и другие свиты на противоположном берегу Каспия). В прибрежной полосе Западного Каспия в конце раннего и в начале позднего аале-

Таблица 1  
Характеристика нефтей мезозойских отложений Скифско-Туранской плиты

Площадь, № скв.	Глубина, м	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Парафин, %	Смолы, %	Асфальтены, %	Сера, %
<b>ТРИАСОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ</b>						
Урожайное	3540	814	30,8	2,19	0,43	0,37
Зимняя Ставка	3480	806	28,4	0,97	0,13	0,2
Закумское	3610	835	36,9	5,21	1,76	0,008
Сухокумское	3750	892	27	9,37	12	0,26
Колодезное	3720	837	26,4	2,12	0,44	0,07
Колодезное	3920	850	35,7	6,3	0,42	0,03
Юбилейное	4502	825	29,9	1,04	0,43	0,08
Оймаша (гранит)	3720	834	13,3	2,6	-	-
Оймаша	-	837	11,7	3,6	1,4	-
Придорожное	-	827	15	7,2	-	-
Северное Карагие	-	831	17,3	5,7	1,5	0,2
Алатюбе	3875	846	8	-	1,5	-
Ащиагар	4000	830	19,5	3,5	-	-
<b>ЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ</b>						
Озек-Суат	3320	812-833	25-31	02.апр	-	0,05
Величаевка	3230	830	до 40	4,7	-	0,07
Зимняя Ставка	-	824	25-40	3,4	-	0,05
Южно-Сухосум-ское	3670	880	20	5	-	0,06
Максимокумское	-	840	38	до 7	-	0,1
Комсомольское	2810	800	22	11	0,4	0,05
Комсомольское	-	820	27	10	1,2	0,12
Каспийское	2280	801-817	до 25	08.окт	-	0,1-0,3
Хвалынская		827,3	13,6	2,2	0,11	0,49
Жетыбай	2000	868	20,9	4-15,5	3,4	0,2
Узень	2000	853	20,8	авг.20	-	0,16
Асар	2200	857-905	22	12--24	02.апр	0,08
Айрантакыр	2429	850	18,5	9,8	1,7	0,2
Актас	-	872-915	26	4,5-6,8	2,3-5,6	-
Бурмаша	1800	842	21,8	7,3	3,5	0,2
Дунга	-	811-846	14,5	05.окт	3,8	0,1
Арыстановское	2580	810-840	15-20	05.июл	-	0,14
Аксай	1400	855-950	16-20	10	0,11	0,11
Дошан	1300	801-814	8,9-15	2,2	-	До 0,25
Нуралы	-	807-838	дек.20	5,35	-	-
<b>МЕЛОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ</b>						
Колодезное	3105	823	25,9	4,36	0,67	0,115
Величаевское	3087	818	20,8	3,9	0,77	0,12
Зимняя Ставка	3092	821	21,3	2,63	0,71	0,156
Нефткумское	3380	814	20,3	2,88	0,64	0,04
Озексуатское	3180	817	19,5	2,3	0,56	0,05
Корчагина	1500	807	9	1,2	-	0,08
Арысум	1000	854	27,2	До 16	0,8	0,46
Ащисай	1747	811-833	26,6	До 17	0,38	0,24
Бектас	732	865	15,9	10,8	-	0,42

на отложилась 1700-метровая толща угленасыщенных песчано-глинистых пород. Число установленных угленосных пластов достигает 30. Общее количество угольного вещества в юрских отложениях Восточного Предкавказья колеблется от 0,1 до 10% от массы породы.

Для восточного побережья Среднего Каспия также характерно чередование угольных и безугольных пачек в разрезе нижне-среднеюрских отложений. При этом угли составляют 5 – 10% разреза. Основная же масса угольной органики находится в виде обугленных остатков растений, РОВ, линз и пропластков в самых разнообразных породах. Пласты и прослои углей выдержаны на десятки километров, подстилаются и перекрываются углистыми глинами, имеющими значительную толщину [5].

### ПАРАФИНИСТЫЕ НЕФТИ И СУБУГЛЕНОСНЫЕ ФОРМАЦИИ

Акцент на угленосность юрских отложений Скифско-Туранской платформы сделан в связи с широкой приуроченностью парафиновых нефтей к субугленосным формациям. В одной из первых работ по генезису высокопарафинистых нефтей Х.Хедберг [10] отметил следующие основные факты, относящиеся к этому вопросу:

- парафинистые нефти приурочены к терригенным породам;
- вмещающие породы имеют континентальное или прибрежно-морское происхождение;
- нефти залегают в широком стратиграфическом диапазоне от девона до плиоцена;
- высокопарафинистые нефти имеют низкое содержание серы.

Рядом исследователей установлено, что накопление твердых длинноцепочечных нормальных алканов (парафина) происходит за счет преобразования остатков высшей растительности, т.е. существенно гумусового ОВ. В то же время накопление серы, как в ОВ, так и в минеральной части породы, происходит в седиментацион-

ный и диагенетический этапы литогенеза и связано с морскими условиями осадконакопления, которые предопределяют захоронение в осадках ОВ преимущественно сапропелевой природы. Вследствие этого битумоиды гумусовых углей и ОВ, рассеянного в континентальных аллювиально-болотных толщах, содержат большое количество твердых УВ и являются малосернистыми, и наоборот, битумоиды из морских отложений содержат мало твердых УВ и значительно обогащены сернистыми соединениями.

Так, в последнем справочнике по геохимии нефти и газа, подготовленном сотрудниками ВНИГРИ в 1988 году [8], отмечается, что состав парафинов отражает степень участия в исходной биомассе наземных растений. По содержанию парафина нефти морского и континентального генезисов сильно различаются: первые малопарафинистые (первые единицы %), вторые сильнопарафинистые (до 15-20 %). Содержание парафина в наиболее широко распространенных нефтях гумусово-сапропелевого типа варьирует в широком диапазоне значений и в первичных нефтях зависит от доли гумусовой составляющей в исходном ОВ.

Скоробогатовым В.А. в 1976 г. был предложен коэффициент П/С «континентальности» нефтей, подсчитываемый по массовому отношению содержания твердых УВ – парафина (П) и серы (S), применение которого позволило четко разделить на генетической основе нефти из юрских и неоккомских залежей УВ Западной Сибири [3]. Данный коэффициент является генетическим, поскольку парафин и сера в нефтях оказываются своеобразными антиподами. Примечательно, что с погружением пород и ростом пластовых температур до 160 °С плотность и в меньшей мере сернистость битумоидов и нефтей в залежах прогрессивно уменьшаются, в то время как в изменениях содержания парафина закономерности не установлено.

Переходя к объяснению уникальной парафинистости нефтей северного борта Северо-Каспийского бассейна, можно предположить, что помимо сингенетичного угленакопления поступление угля связано с разрушением герцинских складчатых сооружений кряжа Карпинского. Каменноугольные терригенные формации Донбасса дают представление об объеме и вещественном составе обломочного материала, поступающего в триасовые рифтовые долины и юрские бассейны седиментации от Донбасса до Устьярта. Если предположить, что углистое вещество явилось источником углерода для газов и парафинистых нефтей, то именно разрушенные угленосные формации каменноугольного возраста могли стать основой нефтегазоносности мезозойских бассейнов.

С окружающих молодых герцинских сооружений и докембрийских массивов на платформы поступает огромное количество обломочного материала. Особое значение в качестве источника углерода приобретают угли. Накопление углей начинается в девонском периоде. Углеобразователи тогда были представлены флорой, распространение которой ограничивалось районами прибрежных мелководий и заливов. В карбоне интенсивность угленакопления резко возрастает, однако флора, представленная в основном лепидофитами, еще не захватывает внутриматериковых пространств, занимая, главным образом, заболоченные участки морских побережий.

В конце триаса и в юре угленакопление существенно увеличивается, при этом развиваются совершенно новые типы угленосных формаций. Их накопление происходило в краевых частях пригеосинклинальных прогибов и на обширных платформенных равнинах. Одним из факторов, обусловившим широкое распространение раннемезозойских угленосных формаций явилось развитие новых видов растительности – хвойных, гинкговых и папоротниковых, заселивших различные климатические зоны суши.

Таким образом, в мезозойское время в бассейны поступали углистые компоненты двух генераций: от разрушающихся угленосных формаций герцинских орогенов преимущественно каменноугольного возраста и органические остатки наземной мезозойской растительности. Процесс ослаблялся по мере снижения базиса эрозии и заполнения бассейна осадками.

Терригенные комплексы юры на эпигерцинских плитах имеют большие мощности, измеряемые многими сотнями метров, и развиты, как правило, в наиболее погруженных зонах в условиях высоких давлений и температур, способствующих наиболее полному преобразованию органического вещества. Все это наряду с благоприятной геодинамической характеристикой и наличием в них многочисленных месторождений нефти и газа дает основание рассматривать данные толщи в качестве основных нефтегазопроизводящих свит на молодых платформах.

Следует обратить особое внимание на высокую температуру застывания (до 30 °С и выше) для высокопарафинистых нефтей и возможное значительное снижение их реологических свойств в дисперсной среде при температурах 40-50 °С. В зону пониженных температур могут прорываться только нефти с пониженным содержанием парафинов, в то время как высокое содержание смол и асфальтенов блокирует соединение кристаллов парафина в регулярную сетку. Эти особенности поведения нефтей могут объяснить их распространение только до кровли юры на Мангышлаке и западе Устьярта. В то же время меловые малопарафинистые нефти залегают на п-ве Бузачи и в сводовой части кряжа вблизи поверхности. Весьма важно то обстоятельство, что при миграции в низкотемпературную зону парафинистые нефти теряют свою подвижность и могут образовывать непроницаемые барьеры, препятствуя дальнейшей миграции УВ. В этих условиях возможно формирование залежей, которые экранируются покрыв-



кой, пропитанной парафинами. То, что на акватории Среднего Каспия наблюдается значительное снижение температур (до 40-50 °С на глубине 2000 м), требует соответствующей корректировки по оценке перспектив с учетом снижения миграционной способности парафинистых нефтей уже на глубинах менее 1500 м.

### ГЕНЕЗИС ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ

Парадоксально, но факт, что углистое вещество седиментационных бассейнов, которое характеризуется наиболее низким содержанием водорода среди других углеводородных образований, дает начало УВ с максимальным насыщением водорода. Это обстоятельство заставляет привлекать внешние источники водорода, чтобы объяснить приуроченность к угленосным формациям уникальных скоплений метана и парафинистых нефтей.

Привлечение внешних источников водорода позволяет повысить возможности осадочной толщи для реализации процессов генерации жидких и газообразных углеводородов. Начало этому положили работы Г.П. Стадникова (1937), который рассматривал нефтегазообразование как результат воздействия глубинных газов ( $H_2$  и  $CO$ ) на «первичную» нефть. Губкин отнесся к этой гипотезе с уважением, считая её наиболее обоснованной как с химической, так и с геологической точки зрения. Он рассматривал её как синтез органической и неорганической теорий, хотя и справедливо критиковал концепцию «первичной» нефти (И.М. Губкин «Учение о нефти», 1975). Современные представления свидетельствуют о значительной роли водорода в процессах нефтегазообразования [9].

Вынос водорода в срединно-океанических хребтах достигает 1,3 млрд м<sup>3</sup>/год (Б.М. Валяев), причем изучение газового состава многих гидротермальных систем показывает, что концентрация  $H_2$  в большинстве случаев превышает концентра-

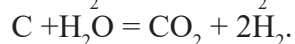
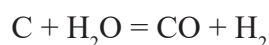
цию  $CH_4$  (А.П. Лейн и др., 2000). Широкий диапазон температурных колебаний в современных гидротермах позволяет предположить достаточно активный водообмен и возможный генезис водорода при взаимодействии нисходящих потоков воды и углей вмещающих пород. В частности, опыты по взаимодействию дейтерированной воды и органического вещества показали переход дейтерия в образовавшиеся углеводороды [11].

Таким образом, привлечение внешних источников водорода к объяснению процессов нефтегазообразования согласуется с новыми фактическими данными о строении глубоких горизонтов земной коры, данными о потоках глубинного водорода, экспериментами по гидрогенизации органических веществ и распределением существующих месторождений нефти и газа в различных геодинамических зонах.

В свете этих геологических данных гибридные теории происхождения нефти (органическое вещество + водород, образованный при взаимодействии воды и угля) имеют хорошие перспективы развития. Что касается образования парафинистых нефтей, то эти теории могут также получить поддержку на основе анализа опыта химических технологий производства синтетических углеводородов из углей, основанных на использовании процессов гидрогенизации.

Процесс производства газа и жидкого топлива из угля вполне может иметь аналоги в природных процессах. В обоих случаях выделяются две стадии.

1) Взаимодействие воды и угля по уравнениям:



Равновесие в реакциях сдвигается вправо при повышении температуры и снижении давления, что характерно для гидротермальных систем.

Далее оксид углерода взаимодействует с водородом



2) Процесс получения жидких УВ (деструктивная гидрогенизация) протекает при высоких температурах (400-560°) и давлении водорода 20-70 МПа в присутствии катализаторов. Получаются преимущественно нормальные алканы.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Объяснение геохимической специализации нефтей Скифско-Туранской плиты связано с особыми условиями образования мезозойских отложений на палеозойском угленосном субстрате и преимущественно континентальном характере формирования осадочных толщ. Возникает вопрос о соотношении вклада палеозойских (каменноугольных) источников мезозойского угленосения и сингенетичного мезозойского углеобразования. Решение этого вопроса

возможно на основе детальных исследований характера распределения угольных пластов и рассеянной угольной органики по площади и по разрезу с целью датировки образования углей.

Данные исследования несут практическое значение, если учесть, что уголь может служить источником углеводородов. В этом случае в нефтеобразовании может участвовать как рассеянное угольное вещество, так и палеозойские угольные формации, погруженные в недра земной коры. Второе условие – масштабы поступления водорода, в результате чего реализуются процессы нефтеобразования. Процесс определяется условиями глубинной миграции водорода на соответствующих структурах. Сочетание этих двух факторов формирует ресурсную базу территории.

**Л И Т Е Р А Т У Р А**

1. Бочкарев А.В. Бочкарев В.А. Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр.– М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – 324 с.
2. Геология нефтегазовых месторождений Дагестана и прилегающей акватории Каспийского моря /Шарафутдинов Ф.Г., Мирзоев Д.А., Алиев Р.М., Серебряков В.А. – Махачкала: ГУП «Дагестанское книжное изд-во», 2001. – 297 с
3. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных формациях. –М.: Недра. – 1984. – 205 с.
4. Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственного размещения // Проблемы и перспективы развития минерально сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири: матер. межрегион. научно практ. конф., 16–18 мая 2007 г., г. Томск. – Томск: Изд во ТПУ, 2007. – С. 134–137.
5. Крылов Н.А., Мальцева А.К. Юрские отложения Средней Азии и их нефтегазоносность. – М., Наука. – 176 с.
6. Нефтегазовые месторождения Казахстана [Электронный ресурс]: [info.geology.gov.kz](http://info.geology.gov.kz)
7. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Пространственная изменчивость химического состава нефтей Евразии // Геология нефти и газа. – 2001. – № 5. – С. 40-44.
8. Справочник по геохимии нефти и газа / Неручев С.Г., Рагозина Е.А., Шиманский В.К. и др. – СПб: Изд-во Недра, 1998. – 576 с.
9. Шварцев С.Л. Проблема источников и механизмов образования водорода – важное звено осадочно-миграционной теории генезиса нефти. Генезис нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 391-392.
10. Hedberg H.D. Significance of high wax oils with respect to genesis of petroleum. AAPG Bulletin, 1968. – No 5. – P. 736-750.
11. Hoering T. and Abelson P. 1964 Hydrocarbons from the low temperature heating of a kerogen. Carnegie Institute Yearbook 1963-1964. – v. 1440. – P. 256-258.