

Пролетарии всех стран, соединяйтесь!

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

ОСНОВАН В 1957 г.

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
МИНИСТЕРСТВА ГЕОЛОГИИ СССР,
МИНИСТЕРСТВА ГАЗОВОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
МИНИСТЕРСТВА НЕФТЯНОЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ

4 ● апрель ● 1987

3. Неблагоприятное соотношение нефтематеринских пород и коллекторов обусловило слабую реализацию нефтематеринского потенциала за счет затруднений эмиграции УВ.

4. Основной тип битумоида в породах — паравтохтонный.

5. Сформированные в разуплотненных участках глинистой толщи нефтяные залежи, по-видимому, сингенетичны по отношению к вмещающей породе.

6. В связи со значительным территориальным распространением глинистой толщи олигоцен и благоприятной геохимической характеристикой ее во всех частях рассматриваемого региона перспективы дальнейшего от-

крытия залежей нефти в этих отложениях вполне реальны.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Назаревич Б. П., Назаревич И. А., Стафеев А. М. История нефтидогенеза в мезозойских отложениях Восточного Предкавказья (на примере Восточно-Маньчжского прогиба). — В кн.: Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. М., 1978, с. 218—227.

2. Корчагина Ю. И., Четверикова О. П. Методы интерпретации аналитических данных о составе рассеянного органического вещества. М., Недра, 1980.

3. Вассоевич Н. Б. Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных и ископаемых осадков. М., Наука, 1973.

4. Акрамходжаев А. М. Нефть и газ — продукты преобразования органического вещества. М., Недра, 1982.

5. Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л., Недра, 1969.

УДК 553.98:551.76(424.26)

В. К. КРЮКОВ, С. Д. МУРСАЛИМОВ, Ф. С. РАБКИН,
Г. П. ФИЛИПЬЕВ (КазПИ)

Нефтепроизводящие комплексы мезозойских отложений Южно-Тургайского НГБ

Предшествующими исследованиями южная часть Тургайской впадины рассматривалась перспективной на углеводородные газы с относительно невысокой плотностью прогнозных ресурсов. Эта оценка основывалась на представлениях о генерации УВ триас-юрскими угленосными отложениями, наличие которых по аналогии с Северным Тургаем предполагалось и в грабен-синклинальных структурах южной части впадины, но под достаточно мощным чехлом мел-кайнозойских отложений. Основные перспективы газоносности связывались с Жиланчикским и Арыкумским прогибами, в пределах которых региональными сейсморазведочными работами КМПВ и поисковыми МОВ был выявлен ряд грабен-синклинальных структур, занимающих более значительные площади в Арыкумском прогибе. При проведении региональных поисково-разведочных работ на нефть и газ в структурных и параметрических скважинах были обнаружены многочисленные нефтепроявления в песчаных породах нижнего мела, верхней юры и известняках фамена — турне.

Из базальных песчаников неокома, вскрытых поисковой скважиной на структуре Кумколь Арыкумского про-

гиба, был получен первый промышленный фонтан нефти, возвестивший об открытии Южно-Тургайского НГБ. При последующих работах более значительная многопластовая залежь была выявлена здесь и в юрских отложениях.

Установление промышленной нефтеносности нижнемеловых и юрских отложений поставило вопрос об истинном характере нефте- и газогенерационного потенциала указанных комплексов пород, так как если в отношении стратиграфической принадлежности возможно продуцирующих комплексов пород и перспективного нефтегазогеологического районирования прогноз оправдался, то в отношении природы УВ и некоторых аспектов генезиса он оказался несостоятельным.

В настоящее время завершается этап регионального изучения (структурное и параметрическое бурение, региональное сейсмопрофилирование) геологического строения и нефтегазоносности Арыкумского прогиба — крупной отрицательной структуры первого порядка, выделенной на юге Тургайской впадины. Указанный прогиб занимает площадь около 20 тыс. км² и является областью наиболее мощного развития юрских отложений. При об-

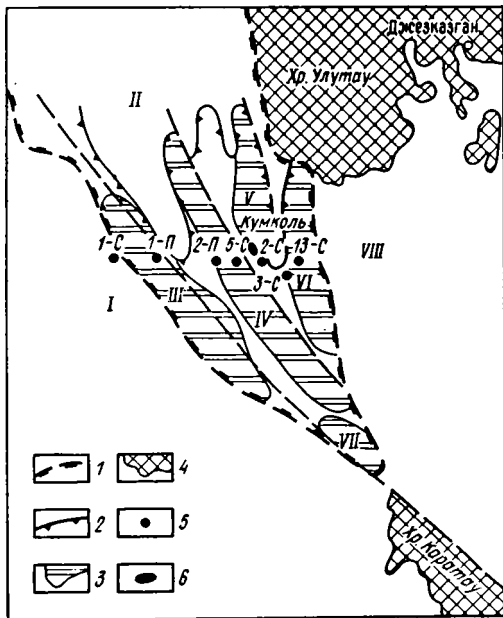


Рис. 1. Тектоническая схема Арысского прогиба. Границы: 1 — Арысского прогиба, 2 — распространения юрских отложений, 3 — выходы фундамента на поверхность; 4 — юрские грабен-синклинали; 5 — пробуренные скважины; 6 — месторождение нефти. Основные структурно-тектонические элементы: I — Нижнесырдарьинский свод; II — Мынбулакская седловина; грабен-синклинали; III — Арысумская, IV — Акшабулакская, V — Сарыланская, VI — Бозингенская, VII — Даутская; VIII — погребенное продолжение Улутая

шей северо-западной ориентировке его естественными ограничениями являются на юго-западе Нижнесырдарьинский свод, на юге — северная оконечность хр. Каратау, на востоке — погребенное продолжение юго-западного склона Улутауского массива и на севере — Мынбулакская седловина, которая разделяет Арысский и Жиланчикский прогибы (рис. 1).

Результаты проведенных нефтегазопроисковых работ позволяют внести существенные коррективы в имевшиеся представления о характере распространения, мощности и фациальном составе юрских отложений. По результатам параметрического бурения (скв. 1-П) и регионального сейсмопрофилирования установлено, что мощность осадочного чехла в осложняющих Арысский прогиб крупных грабен-синклиналах (Арысумской, Акшабулакской, Бозингенской) превышает 4—5 км. При этом не менее 2/3 разреза складывается юрским комплексом пород. На межграбеновых поднятиях, в частности Кумкольском, мощность юрских отложений резко сокращена в основном за счет нижних секций разреза, а на

Мынбулакской седловине в Нижнесырдарьинском своде по данным структурного бурения они отсутствуют и меловые отложения залегают на палеозойских и протерозойских породах. Структурно-стратиграфические взаимоотношения триас-юрского комплекса пород с подстилающими (фундамент) и покрывающими (мел-кайнозойский ортоплатформенный чехол) комплексами представляются достаточно сложными. Отмечается конседиментационное сокращение юрских отложений на поднятиях, а также последовательное трансгрессивное перекрытие породами верхней части разреза выступов фундамента, свойственное структурам облачения (рис. 2).

Наиболее древними отложениями, вскрытыми скв. 1-П в Арысумской грабен-синклинали (неполная мощность 591 м), являются нижнеюрские, представленные переслаивающимися серыми плотными песчаниками, гравелитами и темно-серыми (до черных) аргиллитами и алевролитами с преобладанием более грубозернистых пород. Возраст их определен по спорово-пыльцевым комплексам. По данным сейсмопрофилирования нижнеюрские отложения развиты в грабен-синклиналах и отсутствуют на выступах.

Скв. 1-П пройдена мощная (1160 м) толща темно-серых и черных аргиллитов и глинистых алевролитов с частыми, но маломощными (до 3 м) прослоями серого глинистого тонкозернистого песчаника. В ее нижней части встречены два пласта газонасыщенного песчаника общей мощностью 7 м. Аналогичная по литологическому составу толща, содержащая спорово-пыльцевой комплекс средней юры, пройдена скв. 13-С в Бозингенской грабен-синклинали. Отложения средней юры развиты на склонах выступов, разделяющих грабен-синклинали. На месторождении Кумколь они представлены темно-серыми глинами со слоями слабоцементированного песчаника и алевролита, имеющими толщину до 15 м. В основании толщи залегают четыре пласта угля суммарной мощностью до 10 м. Мощность ее за счет конседиментационного выклинивания уменьшается от 260 м на крыльях до 20 м на своде.

Верхняя юра в нижней части включает две толщи. Нижняя толща — сероцветная песчано-глинистая часто с

обильным углистым детритом. В ее основании преобладают песчаные породы, которые на месторождении Кумколь образуют нефтеносный горизонт мощностью 52—65 м. Верхняя — глинистая, состоит из прослоев глинистого и обломочного остракодового известняка (скв. 2-С), по-видимому, фациально замещающегося в Бозингенской грабен-синклинали (скв. 13-С) горючими сланцами. Верхняя часть верхней юры сложена пестроцветными глинами и глинистыми алевритами. В свде структуры Кумколь она срезана предмеловой денудацией. В грабен-синклиналих ее мощность достигает 350 м (скв. 5-С). Общая мощность верхней юры по данным скв. 1-П колеблется от 890 м в грабен-синклиналих до 120 м на выступах.

Меловые отложения состоят в нижней части из мощной красноцветной глинистой толщи, расчленяемой на нижний и верхний неокм. В ее основании развиты не выдержанные по площади горизонты песчаных пород. На месторождении Кумколь песчаная пачка в ос-

новании нижнего неокома мощностью 100—110 м представлена песками и алевритами со слоями глин. Общая мощность отложений неокома колеблется от 190 до 450 м, достигая максимума в центральных частях прогиба. Выше разрез мела сложен сероцветной песчано-гравийно-галечной толщей апта — альба и пестроцветными песчано-глинистыми отложениями альба — сеномана и турона — сенона. Суммарная мощность их колеблется от 350 м на поднятиях до 950 м в погруженных частях Арыкумского прогиба.

Наиболее существенным фациальным различием в аспекте выявления характера генерационного потенциала УВ (нефте- или газопроизводящие комплексы) является резкое снижение угленасыщенности юрских отложений в южной части Тургайской впадины по сравнению с северной, что свойственно как для Арыкумского, так и для Жиланчикского (скв. 1-П Сазымбай) прогибов. В этой связи необходимо указать, что разрезы юры Арыкум-

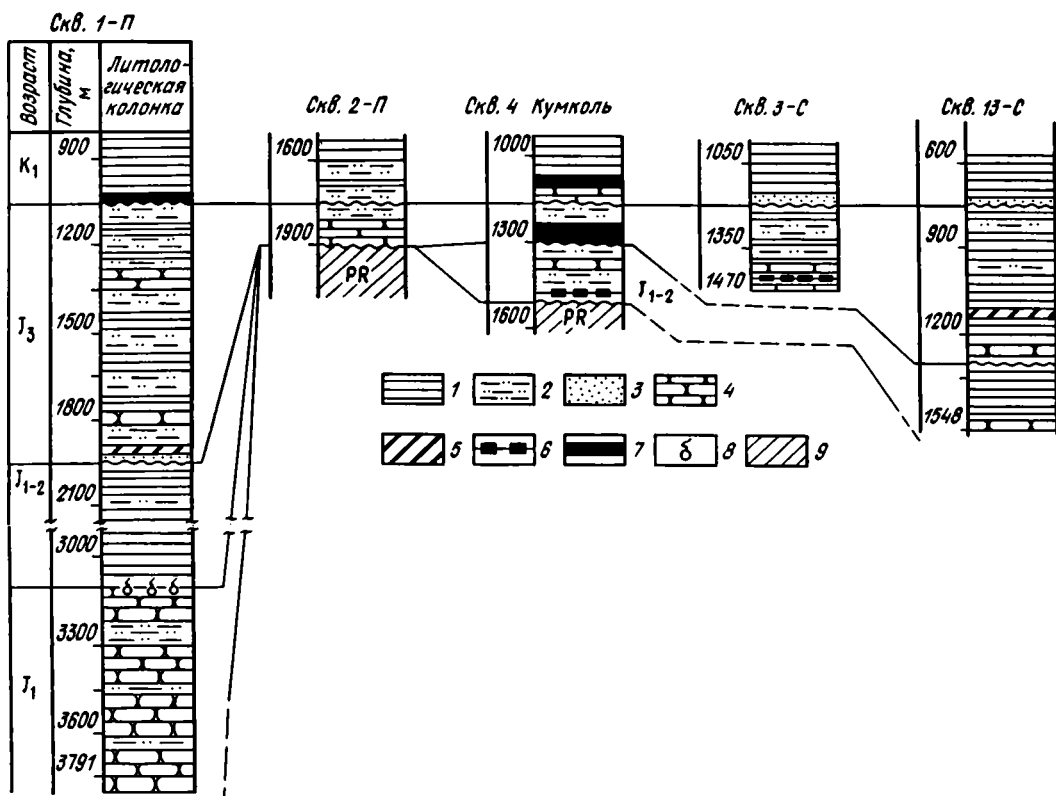


Рис. 2. Схема корреляции юрских отложений Арыкумского прогиба.

1 — глины и аргиллиты; 2 — алевриты и алевролиты; 3 — пески; 4 — песчаники; 5 — горючие сланцы и обогащенные ОБ породы; 6 — угли; 7 — нефтяные горизонты; 8 — газовые горизонты; 9 — породы фундамента

ского прогиба сходны с разрезами Приморской зоны Прикаспия и Южного Мангышлака, характеризующимися подчиненным значением угленосных формаций. Фактически область мощного угленакопления в триас-юрское время охватывала лишь северную половину Тургайской впадины. Поэтому выделенный здесь Тургайский бурогольный бассейн [1] следовало бы именовать Северо-Тургайским, тогда как южная часть впадины по прямым признакам нефтегазоносности и уже доказанной промышленной нефтеносности (месторождение Кумколь) должна быть отнесена к категории нефтегазоносных земель, отвечающих по размерам и чертам геологического строения рангу бассейнов. При этом независимо от генетического типа захороненного ОВ его наибольшие концентрации в мезозойско-кайнозойском разрезе повсеместно отмечаются в юрских отложениях.

- По данным химико-битуминологических исследований (267 образцов), выполненных в КазПТИ (Г. Ж. Жолтаев и др., 1985 г.), в разрезах Арыскупского прогиба средняя концентрация ОВ (2—3 %) в юрском комплексе пород на порядок выше, чем в нижнемеловом (0,3—0,4 %). Распределение ОВ в мезозойских образованиях характеризуется большой неравномерностью. Так, в нижнемеловых породах величина концентрации ОВ колеблется в диапазоне 0,01—1,9 %, а в юрских даже до 2,4 %. Минимальным содержанием ОВ (0,01—0,53 %) обладает верхнеюрская пестроцветная толща, а максимальным (в среднем 13 %) — подстилающая ее одновозрастная сероцветная формация с пластами горючих сланцев.

Присутствие горючих сланцев в юрских отложениях южной части Тургайской впадины установлено впервые. Они были обнаружены (В. К. Крюков, 1984 г.) при изучении керна скв. 13-С, пробуренной в Бозингенской грабен-синклинали. Здесь сланценосная пачка мощностью около 50 м имеет своеобразную электрокаротажную характеристику и четко выделяется среди вмещающих пород, что и послужило поводом для ее целевого опробования.

В настоящее время не существует четкого определения термина «горючий сланец». Фактически — это термин свободного пользования. Нами к го-

рючим сланцам отнесены породы с содержанием ОВ более 10 % и выходом смолы полукоксования более 5 %. Мощности пластов и пропластков горючих сланцев колеблются от 0,3 до 3 м. Пласты имеют сложное строение: горючие сланцы перемежаются с аргиллитами и алевролитами, обогащенными ОВ, реже мелкозернистыми песчаниками. Четкие границы между горючими сланцами и вмещающими их аргиллитами и алевролитами провести сложно, поскольку породы связаны постепенными переходами и неоднозначным критерием выделения должны быть аналитически определенные параметры качества. Как установлено петрографическими исследованиями и подтверждено химическим анализом золы, в нижней части пачки (1112—1131 м) развиты горючие сланцы с минеральной матрицей глинисто-кремнистого состава, а в верхней (1090—1100 м) — карбонатного. Суммарная мощность горючих сланцев в разрезе пачки составляет около 7—8 м.

Макроскопически горючие сланцы темно-серые с коричневым (бурым) оттенком, легкие, сланцеватые, жирные с мелкими обломками чешуи рыб. Их характеризуют следующие показатели (средние значения по восьми пробам на сухое топливо)¹, %: влага аналитическая — 2,51, зола — 75,25, сера общая — 1,26, двуокись углерода (минеральная) — 5,27, смола безводная — 7,47, ОВ от 11,22 до 23,7 (в среднем 15,09). Элементный состав ОВ (%): С — 66, Н — 8,2, N — 1,7, O — 16,1, S — 1,5. По данным химического состава золы установлено два ее типа: силикатный — $\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 > 80\%$ и карбонатный — $\text{CaO} + \text{MgO} > 20\%$.

Микроскопическое изучение позволило установить, что по генетическому типу керогена² сланцы являются гумито-сапропелитовыми согласно генетической классификации [2]. Основным микрокомпонентом керогена в них является сорбомикстинит, представляющий собой сложную смесь сапропелитового, гумусового и глинистого материала, а второстепенными — коллоальгинит, псевдовитринит, витринит и в очень незначительном количестве

¹ Анализы выполнены в Углекимической лаборатории ПГО Центрказгеология.

² Здесь под керогеном А. И. Гинзбург понимает ОВ горючих сланцев.

фюзинит. Имеющиеся микрокомпоненты и их соотношения позволяют выделить два петрографических типа горючих сланцев: псевдовитринито-сорбомикстинитовый кремнисто-глинистый и коллоальгинито - сорбомикстинитовый известковистый.

Для установления степени катагенеза пород сланценосной пачки в двух аншлифах горючих сланцев был определен показатель отражения витринита (R_o) в иммерсии на приборе ПООС-1. Среднее значение $R_o = 0,63$, что соответствует начальной стадии мезокатагенеза (МК₁) по шкале Н. Б. Вассоевича.

Анализ проб, отобранных в скв. 1—3, показал наличие и в их разрезах аргиллитов и алевролитов с концентрацией ОВ 5,25—10,61 % и выходом смолы до 3,54 %. Однако горючие сланцы здесь не выявлены. Возможно, их отсутствие связано с преобразованием большей части керогена на нефть на значительных глубинах (более 1900 м) и переходом сланцев в разряд «бывших», в так называемые акагенные седикахиты.

Горючие сланцы известны и в юрских отложениях северной части Тургайской впадины [1], но там их распространение строго локализовано (Кушмурунская группа бурогольных месторождений) и они занимают резко подчиненное положение в разрезе, залегающая среди мощных пластов угля. Проявления горючих сланцев установлены в юрских отложениях в Леонтьевском грабене хр. Каратау [3]. В обоих упомянутых районах сланцы приурочены к более низкому стратиграфическому уровням (J_{1-2}), чем в Арыкумском прогибе. Косвенно это указывает на возможно более широкий стратиграфический диапазон сланценосности в последнем (см. рис. 2).

По современным представлениям горючие сланцы можно рассматривать как генетический эквивалент нефтематеринских пород (керогены типов I и II), отличающихся высокой концентрацией ОВ и меньшей степенью катагенетической преобразованности [5]. Выявление горючих сланцев и пород, содержащих кероген того же типа, что и в сланцах, однозначно решает вопрос о характере эволюции ОВ юрских пород в Арыкумском прогибе, а именно по нефтяному ряду преобразований. Степень реализации нефтегене-

рационного потенциала определяется степенью зрелости керогена, о чем судят по показателю отражения витринита. Последний определен в аншлифах горючих сланцев и углей (скв. 3, интервал глубин 1440—1450 м). Средние значения показателя отражения витринита в сланцах составляют 0,63, а в углях — 0,68. Заметное возрастание его в углях, по-видимому, связано с увеличением степени катагенеза ОВ с глубиной, так как исследованные сланцы залегают в интервале глубин 1083—1131 м, а угли — 1440—1450 м. Для неодинаковых типов керогенов пик нефтегенерации (главная фаза) приходится на разные стадии катагенеза. По Б. Тиссо и Д. Вельте [5] для керогена типа II зона нефтеобразования соответствует стадии катагенеза, определяемой показателем отражения витринита в диапазоне 0,5—1,1 % с пиком генерации, приходящимся на значение 0,8 %; для керогена типа III границы зоны нефтеобразования имеют показатель отражения витринита 0,6—1,3 % и пика 0,9 %, для керогена типа I аналогичные параметры находятся в области значений 0,7—1,3 % с пиком 1,1 %. Из приведенных оценок следует, что в условиях Арыкумского прогиба керогены всех типов могли принять участие в нефтеобразовании. Если градиент увеличения показателя отражения витринита с глубиной (хотя и по немногим данным) определен верно (0,05 %/300 м), то можно предсказать, что в Арыкумском прогибе пики нефтегенерации для керогенов типов II, III, I приходятся на глубины около 2,2, 2,8 и 4 км соответственно. Поскольку мощность осадочного выполнения в крупных грабен-синклиналях прогиба превышает 4—5 км, основная масса ОВ, содержащаяся в триас-юрском комплексе пород, прошла ГФН.

Для определения типов керогенов Тургайской впадины был проведен элементный анализ встреченных здесь горючих сланцев и обогащенных ОВ пород и по этим данным вычислены водородный (Н/С) и кислородный (О/С) индексы в атомных отношениях. Керогены, охарактеризованные указанными индексами, были вынесены на диаграмму эволюционных кривых Б. Тиссо и Д. Вельте (рис. 3). На диаграмме тургайские керогены расположены в области высоких значений кислородного показателя, что ха-

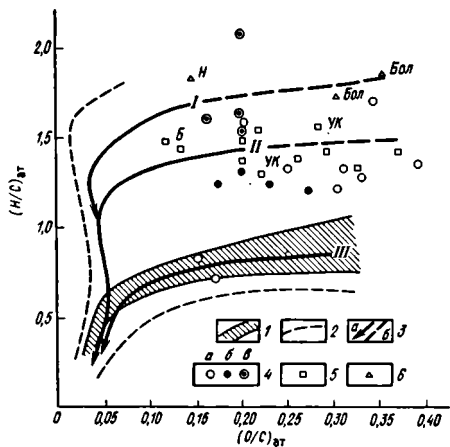


Рис. 3. График распределения керогенов Южно-Тургайского НГБ на эволюционных кривых основных типов керогенов. 1 — кривая изменения состава гумусовых углей; 2 — границы поля, отвечающего керогену; 3 — эволюционные кривые основных типов керогенов (стрелками показано возрастание глубины захоронения); а — по Б. Тиссо и Д. Вельте, б — экстраполированные в область высоких значений кислородного индекса; 4 — горючие сланцы Тургайской впадины; пробы с минеральной матрицей: а — неустановленного состава, б — карбонатной, в — глинистой; 5 — горючие сланцы морского генезиса: без индекса — Волжского бассейна (верхняя юра), УК — Урало-Каспийского бассейна (верхняя юра), Б — Байсунского месторождения (палеоген); 6 — горючие сланцы пресноводных озер: Бол — Болтышского месторождения (палеоген), Н — Новодмитровского месторождения (палеоген-неоген)

рактерно для типа III, формирующегося в наземных континентальных условиях (лимнические угленосные формации). Вместе с тем величина водородного индекса определяет принадлежность тургайских керогенов к типам II и I, т. е. указывает на формирование исходного ОВ в субаквальных морской (тип II) и озерной (тип I) обстановках. Керогены типа II с отмеченными особенностями элементного состава известны и связаны с морскими условиями захоронения ОВ при значительном участии растительных остатков, привнесенных с континента [5]. На диаграмме эволюционных кривых такие керогены занимают промежуточное положение между типами II и III. Поскольку эволюционные кривые I и II на диаграмме Б. Тиссо и Д. Вельте составлены для керогенов с низким кислородным индексом, для определения типов тургайских керогенов нами проведена экстраполяция этих кривых в область высоких значений индекса $(O/C)_{ат}$. Для этого использовалась характеристика элементного состава керогенов горючих сланцев с высоким кислородным индексом несомненно морского (верхнеюрские сланцы Волжского и Урало-Каспийского бассейнов)

и озерного (Болтышское месторождение) генезиса [4].

В построенном поле эволюционных кривых тургайские керогены размещаются в области значений типов II и I, отвечая прибрежно-морской и озерной обстановкам накопления исходного ОВ. В сланценосной пачке, встреченной в скв. 13, выявлены керогены типов I и II. При дифференциации горючих сланцев по минеральной составляющей обнаружено, что к типу I тяготеют горючие сланцы с глинистой матрицей, а ко II — с карбонатной, причем по разрезу два этих петрографических типа не перемещаются, а компактно располагаются соответственно в нижней и верхней частях пачки.

Для более надежной идентификации типов керогена Арыскупского прогиба на диаграмму эволюционных кривых были вынесены характеристичные элементного состава углей скв. 3-С (интервал глубин 1440—1450 м). Они точно легли в область значений керогена типа III, подтвердив гумусовую природу ОВ углей и вместе с тем несомненную принадлежность основной массы керогена юрских отложений к типам II и I.

Выводы

1. Нефтепроизводящим комплексом пород Южно-Тургайского НГБ, вероятно, является юрский, характеризующийся высоким содержанием ОВ с преобладанием керогенов типов II и I, по видимому, прошедших в крупных грабен-синклиналях Арыскупского прогиба ГФН.

2. Нижнемеловые и пестроцветные верхнеюрские отложения не могут рассматриваться в качестве нефтепроизводящих, поскольку средние содержания в них ОВ находятся за нижним порогом концентраций, принятых для нефтематеринских пород, и они не входили в зону нефтеобразования.

В связи с актуальностью проблемы оценки нефте- и газогенерационного потенциала в Южно-Тургайском НГБ следует углубить изучение керогенов различных типов в разрезах параметрических скважин и степени их преобразования, исследовать фациальные обстановки накопления ОВ в юрских отложениях и усилить разработку критериев раздельного прогнозирования нефти и газа.

1. Бунина М. В. Тургайский бассейн. — В кн.: Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Т. V, кн. 2. М., 1973, с. 5—60.

2. Гинзбург А. И. Петрография органического вещества горючих сланцев. 8-й Международный конгресс по стратиграфии и геологии карбона, т. 4. М., Недра, 1979, с. 102—108.

3. Горючие сланцы Казахстана / Г. Л. Кушев, В. К. Крюков, И. Н. Рошин и др. Вопросы металлогении, вещественного состава и геологического строения месторождений Казахстана. Алма-Ата, КазПТИ, 1977, вып. 12, с. 75—84.

4. Зеленин Н. И., Озеров И. М. Справочник по горючим сланцам. Л., Недра, 1983.

5. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М., Мир, 1981.

УДК 550.4:547.912:551.762.3(575.1-15)

Ш. Х. АМИРХАНОВ, Д. Г. ГАЙНУТДИНОВА, А. ИБРАГИМОВА (ИГИРНИГМ)

Сорбированные углеводороды в карбонатной формации верхней юры Чарджоуской ступени

Карбонатная формация верхней юры широко распространена в осадочном чехле платформенных районов Средней Азии и является регионально нефтегазоносной. По мнению многих исследователей, нефтематеринские и нефтегазопродуцирующие породы этой формации образовались в морских или лагунно-морских условиях в водах нормальной солености в геохимической обстановке от слабо до резко восстановительной [1]. Генетический тип исходного ОВ пород преимущественно сапропелевый, чем и объясняется, в частности, высокий потенциал нефтегазоносности верхнеюрской карбонатной формации в Западном Узбекистане. В ее строении участвуют три группы пород, образовавшихся в закрытом шельфе, рифовой и бассейновой зонах: 1) светло-серые пелитоморфные, доломитизированные известняки, 2) рифогенные образования различного генезиса, 3) черные, микрозернистые, микрослоистые карбонатно-глинистые сланцы и мергели [3]. Карбонатная формация келловей-оксфордского яруса исследуемой территории состоит из четырех свит (кандымская, мубарекская, уртабулакская и кушабская [2]).

По результатам геохимического изучения карбонатной формации верхней юры, начатого еще в 60-е годы, ее можно подразделить на три генетически обособленных горизонта, которые коррелируются по содержанию малых и породообразующих элементов. По данным масс-спектрометрического анализа газовой фазы керна, отобранного на месторождениях Уртабулак, Памук и Култук, суммарное остаточное содержание жидких и газообразных УВ в породах колеблется в широких пределах и зави-

сит от типа исследуемого вещества. Установлено, что аномально высокое содержание УВ приурочено к плотным, высокобитуминозным известнякам верхней части разреза (кушабская свита), а пониженное — к высокопористым и пористым чистым известнякам и доломитам.

В настоящей работе приводятся новые данные о содержании и распределении в разрезе карбонатной формации сорбированных УВ, извлеченных при химической дегазации [5] анализируемых пород. Качественный и количественный состав сорбированных газов определяли с помощью хроматографического анализа. Материалом послужил керн параметрических скважин, пробуренных в различных частях Чарджоуской ступени. Семь скважин пробурено в зоне развития АВПД и пять — в зоне их отсутствия. Как и следовало ожидать, в первой зоне (рис. 1) остаточных сорбированных УВ в породах карбонатной формации содержится значительно больше — метана в 3,5, этана в 4,2, пропана в 4, бутана в 3,8—4,5, изопентана в 4,1, *n*-пентана в 5,4 и гексана в 7 раз. Жидкие УВ (*n*-пентан и гексан) сорбированы больше, чем газообразные. Однако процентное содержание УВ в этих зонах практически одинаковое: метана 66—70, этана 12—14, пропана 7, изобутана 2, *n*-бутана 2, изопентана 3, *n*-пентана 0,7—1 и гексана 0,6—1. Следовательно, соотношение сорбируемых УВ в обеих зонах было близким и сорбция находилась в прямой зависимости от давления.

В условиях нормального пластового давления (площади Умид, Западный Ходжи, Чандыр, Кушаб, Джанама) отмечаются некоторые закономерности