

СОСТАВ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И НЕФТЕЙ НОВОПОРТОВСКОЙ ПЛОЩАДИ (МАЛЫШЕВСКИЙ ГОРИЗОНТ, СРЕДНЯЯ ЮРА) ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**В.Ю. Берко¹**Научные руководители профессор О.В. Серебренникова^{1,2}, ведущий инженер Д.И. Чуйкина²¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*²*Институт химии нефти, г. Томск, Россия*

Вот уже на протяжении многих лет нефть является главным источником энергии. Одной из крупных нефтедобывающих провинций остается Западная Сибирь. Разведанные запасы УВ сырья в Западной Сибири связаны в основном с отложениями верхней юры. В северных и центральных районах – с отложениями нижнего и верхнего мела. В Западно-Сибирской НГП основными комплексами нефти и газа являются нижне- и среднеюрский. Однако поиск продуктивных залежей в этих отложениях затруднен из-за слабой изученности комплексов. В связи с этим анализ особенностей состава нефтей и рассеянного органического вещества (РОВ) пород средней юры, а также закономерностей изменения отложений по площади и разрезу является важным. Эти данные позволяют оценить перспективность отдельных участков территории по совокупности как химических, так и геологических признаков, а также прогнозировать состав флюидов на поисковых площадях.

Целью данного исследования является систематизация и дополнение сведений о составе рассеянного органического вещества и нефтей Новопортовской площади малышевского горизонта средней юры Западной Сибири. В пределах Новопортовской площади, расположенной на юге полуострова Ямал (Южно-Ямальский свод), нефти залегают в отложениях малышевского горизонта, распространенного в пределах двух куполов: северного и южного.

Для исследования состава применялся комплекс методов. Методом жидкостно-адсорбционной хроматографии на оксиде алюминия VI степени активности выделяли гексановую фракцию, содержащую насыщенные и ароматические углеводороды. Анализ полученной фракции проводился методом газовой хроматографии на хроматографе «Perkin-Elmer SIGMA 2B» с применением газо-ионизационного детектора, газом-носителем гелием. Длина капиллярной алюминиевой колонки с фазой SE-52 составляла 33 м. Режим съемки – линейное программирование температуры со скоростью 4 градуса в минуту от температуры 100°C до 275°C. Порфириновые комплексы из нефти последовательно экстрагировали вначале спиртом, затем ацетоном. Экстракты объединяли, затем проводили разделение на оксиде алюминия VI степени активности четыреххлористым углеродом и бензолом. В полученных фракциях определяли содержание металлопорфиринов. Электронные спектры периленов и порфириновых комплексов снимали в видимой области в режиме поглощения на спектрофотометре с автоматической регистрацией спектра типа «Specord UV-Vis» в растворе хлороформа. Концентрации рассчитывали по формуле Бугерта-Ламберта – Бера.

На основе хроматограмм нормальных алканов были рассчитаны следующие коэффициенты: Pr/Ph и Ki .

В окислительных условиях из фитола образуется преимущественно пристан (Pr), в восстановительных – фитан (Ph). Поэтому отношение Pr/Ph используется для оценки окислительно-восстановительного потенциала в бассейне седиментации исходного ОВ. Еще одним коэффициентом, отражающим степень катагенеза является Ki (изопреноидный коэффициент) [2]. Это отношение суммы изопреноидных C_{19} и C_{20} к сумме n -алканов C_{17} и C_{18} . Кривые молекулярно-массового распределения (ММР) позволяют определить первоначальный источник УВ (рис. 1). Для УВ флюидов, образованных из растительности морского типа характерно преобладание C_{14-19} , нефти, сформированные из наземных растений, характеризуются максимумами концентраций C_{25-31} (А.Э. Конторович 1975 и др.). Содержание в нефтях периленов свидетельствует о мелководности бассейна и близости береговой линии в момент образования. Наиболее часто перилен встречается в озерных осадках. Наличие его также может указывать на кероген типа I. Порфирины в нефтях обычно присутствуют в виде комплексов с ванадилем и никелем и состоят из значительного количества алкилзамещенных соединений различной молекулярной массы, относящихся в основном к двум гомологическим рядам. На сохранность порфиринов влияют фациальные условия накопления нефтематеринского вещества, а также условия диагенеза [1]. Оптимальные условия для сохранения ванадилпорфириновых комплексов существуют в морских фациях при восстановительной геохимической обстановке. Присутствие никелевых порфиринов свидетельствует об отсутствии сероводородного заражения придонных вод во время седиментации и в раннем диагенезе.

При изучении гексановой фракции, содержащей n -алканы, было выявлено, что в пределах северного купола и в сводовой части южного купола зафиксированы повышенные значения отношения Pr/Ph (2,1-2,7) при некоторой низкой доли изопреноидных, по сравнению с нормальными (Ki варьирует от 0,46 до 0,60), отсутствие или относительно низкое содержание $Ni-p$ (0-7 нмоль/г) и повышенное – периленов (8-43 нмоль/г). Содержание металлопорфиринов типа $VO-p$ варьирует от 0 до 12 нмоль/г. Максимальные значения выделены в нефти из сводовой части южного купола, а отсутствие $VO-p$ – на западном склоне северного купола. Среди n -алканов преобладают низкомолекулярные разности $n-C_{13} - n-C_{15}$. На западном склоне южного купола существенно увеличивается содержание $Ni-Ph$ (28-60 нмоль/г) и содержание n -алканов $> C_{16}$, снижается Pr/Ph до 1,7-1,8, среди алканов увеличивается доля изопреноидных (0,72-0,87).

В нефтях восточного погруженного крыла южного купола отношение Pr/Ph составляет 1,8, среди n -алканов преобладают низкомолекулярные, Ki равно 0,73, содержание перилена 20 нмоль/г, металлопорфирины отсутствуют. Такие резкие отличия в составе нефтей Новопортовского месторождения обусловлены его сложным строением и различием в составе источников УВ флюидов.

Закономерного изменения состава нефти от наиболее погруженных участков к сводовым не происходит, что может быть результатом заполнения ловушек не из окружающих пород, а непосредственно из подстилающих глинистых пластов, отложение которых на отдельных участках происходило в различающихся условиях. Предполагается, что на юге исследуемой площади седиментация исходного органического вещества происходила в более восстановительной среде, чем на северном участке, но отмечается повышенный вклад высшей растительности.

Между особенностями состава нефтей, залегающих в пределах малышевского горизонта Новопортовской площади, и особенностями состава присутствующего в нем РОВ существует прямая зависимость. В составе нефти южного купола, как и РОВ, есть ванадилпорфирины, в нефти северного купола – металлопорфирины отсутствуют (рис.), а содержание периленов выше. В скв. 85 на перегибе между двумя куполами отмечена максимальная концентрация периленов, в РОВ этого участка содержание периленов также повышено. Нефть восточного склона южного купола, как и РОВ, содержит перилены и ванадилпорфирины, в нефти западного участка северного купола – металлопорфирины отсутствуют, а содержание периленов выше (табл.).

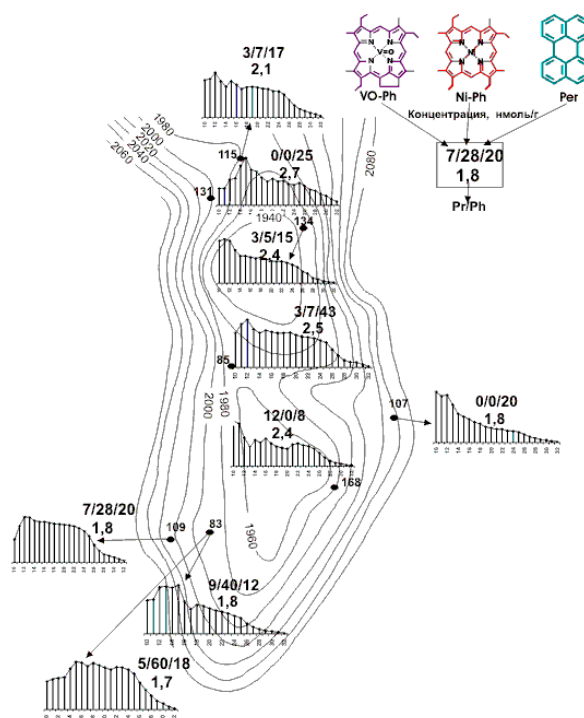


Рис. 1. Распределение алканов и пигментов в нефтях Новопортовской площади

Таблица 1

Содержание порфиринов и периленов в нефтях и РОВ Новопортовской площади

№ скважины	Содержание нмоль/г			
	VO-p	Ni-p	Per	Pr/Ph
Нефть				
131	0	0	25	2,7
168	12	0	8	2,4
83	9	40	12	1,8
83	5	60	18	1,7
РОВ				
168	10	0	8	2,8
168	224	0	80	2,6
131	0	0	80	2,7
73	0	0	109	2,1

Нефти и РОВ близки также по показателю Pr/Ph и характеру молекулярно-массового распределения н-алканов.

Сравнение полученных данных, включающих в себя состав алканов, содержание VO-p, Ni-p, а так же периленов, по территории Новопортовской площади показывает генетическое родство нефтей и рассеянного органического вещества средней юры малышевского горизонта.

На основе проделанных исследований, можно сделать вывод, что формирование нефтей и РОВ Новопортовской площади происходило в условиях мелководного бассейна и близости береговой линии. На юге исследуемой площади наблюдается резкое увеличение показателя Ni-p, что свидетельствует о континентальных условиях седиментации. Также наличие в битумоиде никелевых порфиринов свидетельствует об отсутствии сероводородного заражения придонных вод в бассейне седиментации, что подтверждается снижением к югу показателя Pr/Ph. Так же на основе анализа показателя Pr/Ph можно сделать вывод, что с севера на юг Новопортовской площади слабо восстановительная – окислительная (субокислительная) среда меняется на окислительные условия.

Литература

1. Деменкова П.Я., Захаренкова Л.Н. Порфирины нефтей и битуминозных компонентов органического вещества пород как показатель генетической связи // Геохимия рассеянного органического вещества. – Л.: Недра 1971. – Т. 2. – Вып. 294. – С. 201 – 204.
2. Петров А.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука. – 1984. – 264 с.

ИНФОРМАТИВНОСТЬ НАЗЕМНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ (НЕСЕЙСМИЧЕСКИХ) МЕТОДОВ ПРИ ПОИСКАХ ЗАЛЕЖЕЙ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ В БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ

Н.П. Бредихин

Научный руководитель доцент И.С. Соболев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Поиски трудно извлекаемой нефти и, в частности, залежей в отложениях баженовской свиты делает весьма актуальным разработку и уточнение существующих нефтепоисковых критериев их выделения. Следует отметить, что практически отсутствуют оценки возможности применения наземных геохимических и геофизических (несейсмических) исследований.

Использование существующих моделей формирования приповерхностных геохимических аномалий некорректно, так как залежи нефти сланцевого типа отличаются от традиционных скоплений углеводородов рядом важных особенностей:

- резервуар представляет собой трещинный коллектор в изолированной системе в литологических ловушках неструктурного типа;
- глинисто-карбонатные отложения – одновременно нефтематеринская толща, коллектор и флюидоупор;
- гидродинамическая изолированность нефтегенерирующих образований и их нахождение в термобарических условиях главной фазы нефтеобразования;
- условия пребывания – сверхвысокие пластовые и поровые давления и температуры, плотностная неоднородность пород.

Разнятся взгляды и на формирование трещинного пространства в баженовской свите. В качестве возможных причин рассматриваются автонефтеразрыв, обусловленный процессами нефтегенерации [2, 4, 6, 7, 8]; особенности литологического состава [3]; влияние разрывной тектоники [5]; сочетание тектоногенных и седиментогенных процессов [1].

Наземные углеводородные геохимические, магнитометрические и гамма-спектрометрические исследования проводились в пределах одного из лицензионных участков, расположенного в Западной Сибири. В геологическом строении осадочного чехла принимают участие породы мезозойского возраста, включающие отложения юрского и мелового периодов. Мезозойская толща перекрыта осадочными образованиями кайнозоя палеогенового, неогенового и четвертичного возраста. По данным сейсморазведки на территории участка выявлена антиклиналь, которая является структурой III порядка. В границах складки пробурено несколько поисковых скважин, вскрывающих осадочный чехол на всю мощность и палеозойский фундамент на глубину до 34 м. В результате испытания пластов получены: притоки воды с пленкой парафинистой нефти – в тюменской и васюганской свитах; пленки нефти и признаки нефтенасыщения по керну – в баженовской свите; в одной из скважин получен промысловый приток нефти – в баженовской свите.

Комплекс наземных исследований включал углеводородную геохимическую по пробам грунта, высокоточную магнитную и гамма-спектрометрическую съемки. Работы проводились по сети профилей, расположенных через 1 км на большей части территории и через 2 км на флангах поискового участка вне структурных осложнений горизонта Па. Отбор проб грунта осуществлялся с глубины 1,5–2,5 м шагом 1 км. Дегазация материала проводилась термовакуумным способом.

Определение концентраций метана и его гомологов ($C_1 - C_7$), а также бензола проводилось методом газовой хроматографии с предварительным концентрированием в Центре аналитических исследований ФГУП СНИИГГиМС. Магнитная съемка осуществлялась квантовыми магнитометрами «МИНИМАГ» шагом измерений 25 м. Концентрации ^{40}K , eU (^{226}Ra), ^{232}Th определялась по профилям через 200 метров с помощью полевых гамма-спектрометров РКП-305.