

УДК 553.982.06

ГИДРОГЕОЛОГИЯ

К. Б. АШИРОВ, Л. М. АБРАМОВА

ГАЗОНАСЫЩЕННОСТЬ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ КАК ФУНКЦИЯ ОТ МОЩНОСТИ ПОКРЫШЕК НАД ЗАЛЕЖАМИ НЕФТИ

(Представлено академиком А. А. Трофимуким 8 XII 1971)

Значение покрышек над нефтяными залежами как при их формировании, так и для последующей сохранности общеизвестно. При этом предполагается их непроницаемость, что связывают со способностью глин и солей под влиянием горного давления сильно уплотняться и приобретать пластичность.

Для оценки качества покрышек палеозойских нефтяных залежей была исследована их герметичность на месторождениях Куйбышевск й обл., всего 113 залежей, из которых 22 среднего карбона (пласты A_3 и A_4), 44 нижнего карбона (пласты B_2 , B_1 , C_{II} , C_{III} , C_{IV}) и 47 терригенного девона (пласты D_0 , $D_{ж}$, D_I , D_{II} , D_{III} , D_{IV}).

В связи с одноклассным монтмориллонитовым составом глин и сходством литогенетических преобразований их в каждом стратиграфическом интервале было признано целесообразным выяснить зависимость герметичности покрышек только от их мощности. Допустимость этого подтверждается

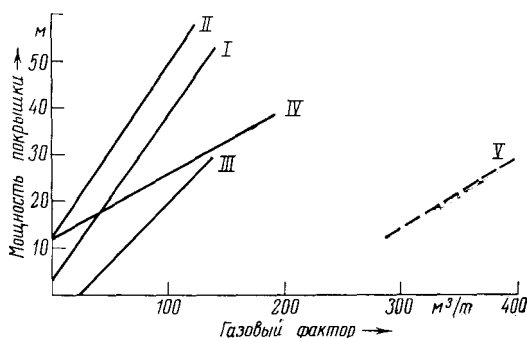


Рис. 1. График зависимости газового фактора от мощности покрышек. I — для пластов A_3 , A_4 ($r = 0,85$); II — для пласта B_2 ($r = 0,75$); III — для пластов D_0 , $D_{ж}$, D_I , D_{III} ($r = 0,93$); IV — для пластов C_{II} , C_{III} , C_{IV} ($r = 0,68$); V — для пласта D_{IV} .

тем, что именно к регионально выдержанным в разрезе толщам глин в среднем и нижнем карбоне и терригенном девоне приурочены основные этажи нефтеносности.

Учитывая, что газонасыщенность нефтей убывает от кровли к подошве и газовые факторы снижаются в процессе эксплуатации, для сопоставимости использовали данные по глубинным пробам нефтей, отобранным на ранних стадиях разведки и разработки из присводовых скважин.

Для проверки зависимости газонасыщенности нефтей от мощности покрышек для каждой залежки были построены графики (рис. 1).

По всем залежкам, кроме пластов B_1 и D_{II} , выявилась линейная зависимость газовых факторов от мощности покрышек. Вычисленная на ЭВМ Минск-22 корреляционная связь показала ее высокую тесноту, с коэффициентами корреляции от 0,7 до 0,9 и выше.

Столь высокая корреляционная связь доказывает, что основным фактором, определяющим газонасыщенность пластовых нефтей, является

мощность покровов при условии литологической сопоставимости и близости геологических условий сопоставляемых залежей.

При обработке данных пласта Б₂ встретилось затруднение с определением мощности покровов, где пропластки глин чередуются с плотными песчано-известняковыми прослоями. На рис. 2 показаны варианты мощностей покровов, причем истинным явился вариант III с коэффициентом

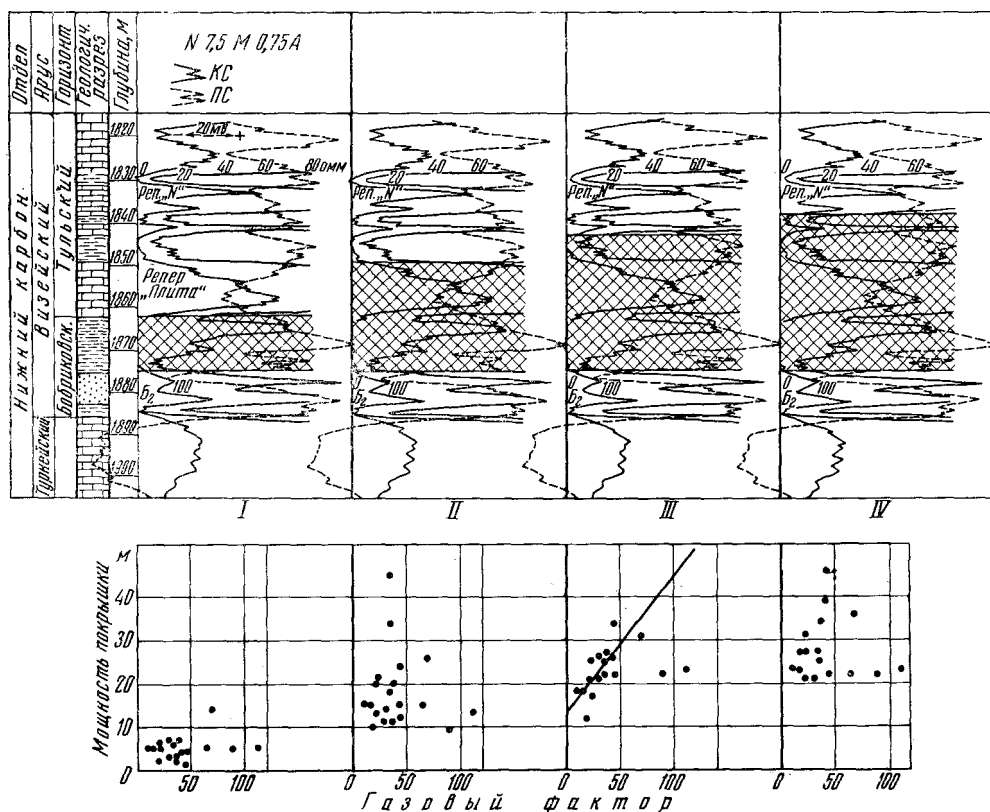


Рис. 2. Зависимость газового фактора от мощности покровов при различных вариантах их определения для пласта Б₂ бобриковского горизонта. Четыре варианта: I — за покрову принята мощность глин непосредственно над залежью до репера «плита» ($r = 0,23$); II — мощность глин и «плиты» ($r = 0,005$); III — мощность глин под «плитой», «плиты» и глин, залегающих над «плитой» ($r = 0,75$); IV — мощность всех отложений от кровли залежи до репера «N» ($r = 0,038$)

корреляции 0,75. Для других вариантов он оказался ниже, от 0,038 до 0,23. Выявилось также отсутствие корреляционной связи у залежей В₁ и Д₁₁, объясняемое малой мощностью их покровов. Понижение их газонасыщенности произошло в результате фильтрации сквозь покровы метана и отчасти азота в верхние, парные с ними залежи пластов Б₂ и Д₁.

Еще более тесная корреляционная связь оказалась между газовыми факторами и компонентными составами газов, что видно из типового графика (рис. 3), со значениями коэффициентов корреляции от 0,70 до 0,97 и лишь для азота иногда 0,45.

Итак, как правило, при мощных покровках при больших газовых факторах попутные газы обогащены метаном, а при уменьшении мощности покровов и уменьшении газовых факторов снижается доля метана, затем этана.

Стало быть, при отсутствии сплошных секущих трещин и разломов, когда вообще невозможно формирование залежей (кроме парных залежей

с общей крышкой у верхней залежи), через крышки происходит непрерывная фильтрация газов, в первую очередь метана. Это подтверждает проницаемость крышек для углеводородных компонентов с малыми размерами молекул, равными у метана 3,8, этана 4,18 Å и т. д. Несомненно, что способность молекул к проникновению сквозь крышки связана и с гравитационной природой явления, так как азот с минимальным размером молекул, 3,68, обладает худшей способностью проникновения по сравнению с метаном, молекулярный вес которого в 1,75 раза меньше.

При резком возрастании мощности крышек они становятся как бы более герметичными, и в нефтяных залежах начинают формироваться газовые шапки. Например, в Куйбышевской обл., на Лебяжинском месторождении в пласте А₄ при мощности крышки в 80 м сформировалась газовая шапка, тогда как в 13 случаях с крышками от 8 до 20 м газовых шапок нет.

Доказательством формирования газовых шапок за счет гравитационной дифференциации углеводородов служит то, что газовые шапки состоят из наиболее легких компонентов — метана и азота, а подгазовая нефть может быть резко недонасыщена газом. Например, на Кыласовском месторождении в Пермской обл. в пласте А₄ при наличии метановой газовой шапки нефть недонасыщена газом на 83 атм, а на Ново-Дмитриевском месторождении в Краснодарском крае в залежи II горизонта майкопа почти на 130 атм. (2).

Утечка легких газов сквозь крышки подтверждается и тем, что у залежей с небольшими газовыми

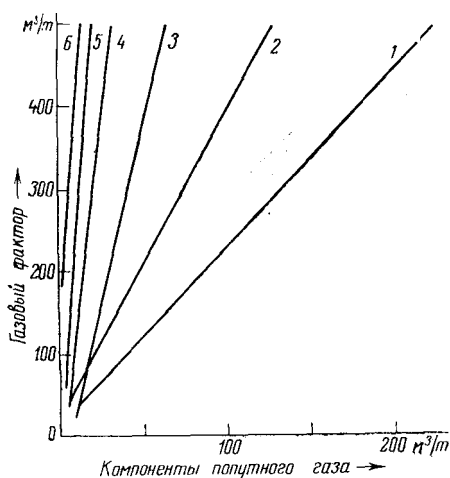


Рис. 3. Зависимости содержания компонентов попутного газа от величины газового фактора для залежей пластов Д_{и-к'}-о, Д_Г, Д_П. 1 — CH₄, 2 — C₂H₆, 3 — C₃H₈, 4 — C₄H₁₀, 5 — C₅H₁₂, 6 — N₂

факторами ниже водо-нефтяного контакта обычно есть зона интенсивной остаточной нефтенасыщенности. Это следы древних водо-нефтяных контактов, которые затем поднялись вследствие усадки пластовых нефтей при потере ими части растворенного газа (4).

Примеры просачивания газов сквозь крышки приводятся в работе [3], где над залежами нефти и газа в казанском ярусе обычно пестроокрашенные породы верхней перми принимают темную окраску, связанную с восстановлением окислов железа.

Таким же доказательством служит наблюдаемое различие солевого состава пластовых вод в пластах, разделенных глинами. Известно, что при уплотнении пород под воздействием горного давления коллекторская емкость их снижается, причем это приводит к отжатию избыточной воды сквозь крышки, причем с водой увлекаются вверх ионы солей с минимальными радиусами. Известно, что минимальными ионными радиусами, сопоставимыми с поровыми каналами глин, обладают ионы хлористого патрия, имеющие размеры, близкие к молекуле метана (4). Поэтому обычно в древних толщах преобладают воды, обогащенные солями кальция, магния, железа, стронция, иода, брома и других тяжелых, с крупными ионными радиусами, компонентов, а в верхних частях разреза в водах обычно преобладает хлористый натрий. Границы же между водами различного солевого состава всегда приурочены к пачкам, как принято говорить, водоупорных глин.

Приведенных примеров достаточно для оценки качества покрышек, что и определяет зависящую от них степень газонасыщенности пластовых нефтей.

Институт геологии и геофизики
Сибирского отделения
Академии наук СССР
Новосибирск

Поступило
1 XII 1971

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

¹ К. Б. Аширов, Сборн. Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей. Инст. геол. и геохим. горючих ископаемых АН УкрССР, Киев, 1971. ² К. Б. Аширов, В. П. Прончук, Тр. Пермск. фил. Гипровостокнефти, в. 4 (1969). ³ Л. П. Задов, С. Я. Вайнбаум, Нефт. хоз., № 8 (1952). ⁴ К. В. Филатов, Гравитационная гипотеза формирования химического состава подземных вод платформенных депрессий, Изд. АН СССР, 1956.