

УДК [552.08:53]: 553.981.23.(477)

Владыка В.Н., Нестеренко Н.Ю., Балацкий Р.С.

Львовский комплексный научно-исследовательский центр УкрНИИгаза, Львов, Украина, lkndc1@rambler.ru

ГАЗООТДАЮЩИЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ

Исследование динамики извлечения газа в зависимости от открытой пористости коллекторов свидетельствует о том, что выделяются три режима извлечения газа: начальный, переходный и конечный. На завершающем этапе коэффициент извлечения газа почти не зависит от пористости (монотонно возрастает).

***Ключевые слова:** газопроницаемость, открытая пористость, коэффициент извлечения газа, осадконакопление.*

Объекты исследований

Нижнесарматские отложения Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба (Вишнянское и Выжомлянское месторождения); нижнекаменноугольные отложения (верхневизейский подъярус) приосевой зоны Днепровско-Донецкой впадины - Свиридовское, Краснозаводское и Андрияшевское месторождения; карбонатные коллекторы миоцена приосевой части Индоло-Кубанского прогиба (Севернобуганацкое месторождение).

Цель статьи

Сравнить газоотдающие свойства пород-коллекторов отдельных месторождений, приуроченных к различным нефтегазоносным бассейнам Украины.

Методика исследований

Заключалась в определении коэффициента извлечения газа на образцах керна пород-коллекторов (патент на полезную модель № 83619, класс G 01N15/08) и включала выполнение капилляриметрических исследований на водонасыщенных образцах и образцах, содержащих остаточную воду и донасыщенные керосином путем их центрифугирования на разных режимах. По полученным значениям водонасыщения и керосинонасыщения при разном давлении вытеснения строятся кривые капиллярного давления - зависимости водонасыщения K_v от текущих значений давлений вытеснения p_n флюидонасыщенных образцов. Затем проводят касательную линию до конечного участка зависимости $K_v=f(p)$, определяют по последней показатель объема воды, который не вытесняется, и отличается тем, что образцы с остаточной водой дополнительно донасыщаются очищенным керосином

и проводится ступенчатое вытеснение керосина при нарастающих давлениях вытеснения. Определяют вытесненные объемы керосина на каждой ступени давления, по полученным данным строят график зависимости керосинонасыщения K_n от давления вытеснения p_n – $K_n=f(p)$. Затем проводят касательную линию к конечному участку указанной зависимости и в точке отклонения от нее касательной линии определяют показатель объема керосина, который не вытесняется. Эффективная $K_{пэ}$ и динамическая $K_{пд}$ пористости рассчитываются из полученных кривых капиллярного давления по значениям остаточного водо- ($K_{ов}$) и керосинонасыщения ($K_{он}$) из соотношений: $K_{пэ} = K_n(1 - K_{ов})$, $K_{пд} = K_n(1 - K_{ов} - K_{он})$, а коэффициент извлечения газа β_r , как $\beta_r = K_{пд} / K_{пэ}$ [Нестеренко, 2010].

Условия осадконакопления исследованных пород-коллекторов

Сарматские отложения северо-западной части Бильче-Волицкой зоны в пределах Вишнянского и Выжомлянского газовых месторождений накапливались в сравнительно узком клинообразном мелководно-морском бассейне [Круглов, Смирнов, Спитковская 1985; Крупский, 2001]. На значительной территории до глубины 3000 м породы литифицированы до буроугольного подэтапа раннего катагенеза. Они имеют циклическое строение и являются литологически неоднородными. Выделяют следующие разновидности обломочных пород: песчаники разномерные с примесями гравийного, алевроитового и глинистого материала; алевролиты от песчаных до песчано-глинистых [Федишин, 2005].

Песчаники и алевролиты кварцевые, в основном обогащенные обломками кремнистых пород, кварцитов, слюдяных сланцев, известняков, аргиллитов. Слюды (мусковит, биотит) ориентируются вдоль плоскостей наложения (более 1%), из аксессуарных минералов встречаются гранат, циркон, ставролит и др. Присутствуют также зерна глауконита и пирита.

Тип цемента поровый и базальный карбонатно-глинистый, реже карбонатный (10-25%), в основном, представлен микромерным кальцитом и регенерационный кремнистый. С увеличением глинистости фильтрационные свойства пород уменьшаются. Породы с массивной текстурой в отсортированных разновидностях имеют пористость на уровне 15% и проницаемость $3,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; породы с горизонтально-слоистой текстурой характеризуются пористостью более 12% и проницаемость более $2,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; коллекторы с косослоистой текстурой имеют пористость 10,8-12,2%, проницаемость $(0,72-1) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; породы с линзоподобной текстурой имеют пористость в пределах 10,7-15,9% и проницаемость $(0,5-0,9) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Текстура подводного сноса свойственна мелкообломочным карбонатным породам с повышенным содержанием глинистой фракции (до 31%). Открытая пористость

колеблется в пределах 9,2-22,2% а газопроницаемость $(1,4-22,6) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Газопроницаемость, измеренная параллельно и перпендикулярно наслоению пород, изменяется в десятки раз.

Верхневизейские отложения Днепровско-Донецкой впадины (XIIa микрофаунистический горизонт) вскрыт на глубинах 4800-5500 м. По термальной зрелости породы относятся к отложениям от раннего до позднего катагенеза. Сформированные в этих условиях терригенные коллекторы характеризуются весомыми постдиагенетическими структурно-минералогическими преобразованиями обломочного и цементирующего материала и значительным изменением порового пространства [Лукин, 1984; Федюшин, 2005].

Породы-коллекторы Рудовско-Червонозаводской группы месторождений (Рудовское, Краснозаводское Свиридовское, Андрияшевское) представлены песчаниками и алевролитами. По минеральному составу они кварцевые, содержание зерен полевых шпатов достигает 10%. В обогащенных гравийным материалом песчаниках содержание обломков кремнистых пород достигает 15%, слюды (мусковит, биотит) не превышают 1-2%, из аксессуарных имеются циркон, гранат, черные рудные и др.

Цемент песчаников и алевролитов полиминеральный, по количественному соотношению с обломочным материалом в основном поровый глинистый и карбонатно-глинистый, по взаимодействию с обломками - регенерационный кварцевый-коррозионный глинистый или карбонатный. Карбонатность и глинистость негативно влияют на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов колеблются в следующих пределах: газопроницаемость $(0,1-300) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, пористость 1,1-15,6%. Рядом с промышленными коллекторами в продуктивной толще залегают песчано-алевролитовые слои и слои с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками (газопроницаемость меньше $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и пористость 4-7%).

Породы-коллекторы приосевой части Индоло-Кубанского прогиба (южная часть акватории Азовского моря) [Полухтович, Захарчук, 2006] представлены известняками темно-серыми, крепкими с оолитами и органогенно-детритовыми с разной степенью глинистости. Структура известняков микрокристаллическая. Форменные элементы представлены остатками фораминифер, редкими обломками макрофауны, остатками водорослей. Условия осадконакопления известняков - морские и прибрежно-морские. Продуктивность пород миоцена (Севернобулганацкое газовое месторождение) связана с двумя пачками чокрак-караганского возраста (нижняя IVa и верхняя IVб) проницаемостью $(0,53-4,5) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, эффективной пористостью 19-23%.

Пористость известняков преимущественно седиментационная, каверны имеют размер 0,2-3 мм, трещины в основном субвертикальные, в разной степени заполнены глинистым материалом, вторичным кальцитом и битумом. Перспективы газоносности Индоло-Кубанского прогиба связаны с антиклинальными структурами в майкопе, а также с ловушками неструктурного типа среднего и нижнего майкопа, где толщина отложений в осевой зоне прогиба превышает 3000 м, а севернее наблюдается резкое их уменьшение.

Результаты исследований и их научное обоснование

На рис. 1 представлены результаты полученных исследований по определению газоотдающих свойств пород-коллекторов различных геологических условий формирования [Владика и др., 2012]. Проведем к начальному и конечному участкам кривых 1, 2, 3 касательные, а из точки их пересечения проведем биссектрису до пересечения с выше указанными кривыми. В результате получим численные значения пористости 7, 10 и 14 %, соответствующие их граничным значениям, которые, как правило, принимаются при подсчете запасов, соответственно для визейских, сарматских и чокрак-караганских отложений.

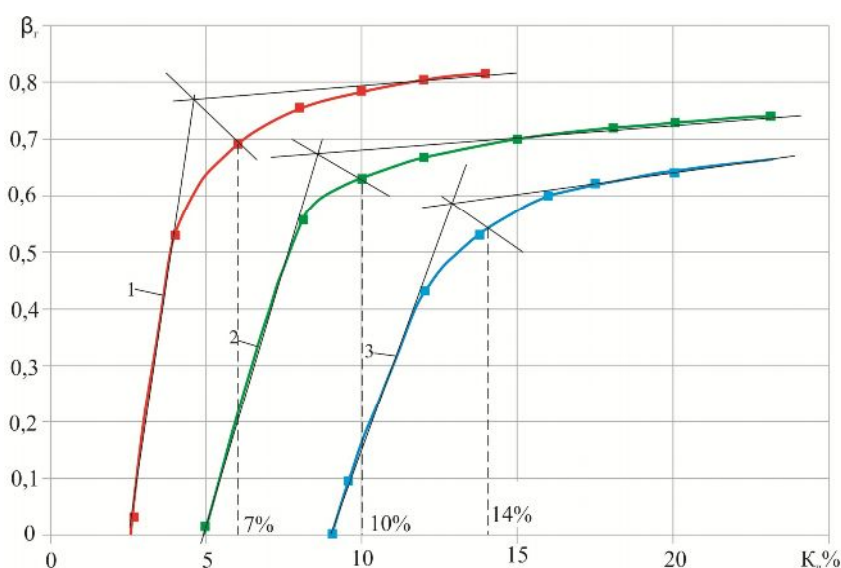


Рис. 1. Динамика извлечения газа из пород-коллекторов в различных геологических условиях формирования [Владика и др., 2012]

1 – верхне-визейские отложения Днепровско-Донецкой впадины (Рудовско-Краснозаводская группа месторождений); 2 – сарматские отложения северо-западной части Бильче-Волицкой зоны (Вишнянское, Выжомлянское месторождения); 3 – отложения чокрак-караганского возраста приосевой части Индоло-Кубанского прогиба (южная часть акватории Азовского моря) – Севернубулганацкое месторождение.

Теригенным коллекторам верхне-визейских отложений Рудовско-Червонозаводской группы месторождений Днепровско-Донецкой впадины соответствуют значения пористости

на уровне 7%. Для сарматских отложений северо-западной части Бильче-Волицкой зоны присущи значения $K_{п}$ 10%, а для карбонатных пород миоцена (Севернобулганацкое газовое месторождение) - 14%. Сопоставление полученных значений открытой пористости с предельными (граничными), которые принимаются при подсчете запасов, приводит нас к выводу, что это есть не что иное, как кондиционные значения пористости ($K_{п}$). Однако следует отметить, что при условии качественного вскрытия в процессе бурения породы-коллекторы верхневизейского яруса начинают отдавать газ при значениях пористости более 2,6%, для сарматского яруса - более 5%, а для пород миоцена - более 9% (см. рис.1, точка пересечения зависимостей коэффициента извлечения газа от пористости).

Отсутствие в заключениях геофизических исследований скважин (ГИС) качественной оценки величин возможных притоков (промышленные или непромышленные) делает невозможной объективную оценку полученных результатов, аргументацию целесообразности дальнейшего проведения работ по интенсификации притока углеводородов. Это иллюстрируется различиями в определениях величин эффективной толщины продуктивных горизонтов (в 2-3 раза), пористости 6-7%, неоднозначной оценки коэффициента газонасыщения газонасыщения. В целом отсутствует надежная петрофизическая основа для новых перспективных площадей и месторождений, что негативно отражается на результатах многих методов изучения продуктивных пластов. Следует заметить, что существенно не повышает достоверности оценки газоотдающих возможностей коллекторов, их определения или корректировки по результатам испытания пластов в процессе бурения, поскольку отсутствие притоков может зависеть от субъективных причин (наличие зон закупорки, набухание глинистой составляющей, недостаточные депрессия или время стояния на притоке т.д.) [Федишин, 2005]. При этом результаты испытаний скважин на продуктивность принимаются как объективные.

Запасы газа в коллекторах с так называемыми «некондиционными» параметрам не учитываются, хотя на наш взгляд, это не является методически верным. Исследование динамики извлечения газа в зависимости от пористости указанных коллекторов, сформированных в различных геологических условиях осадконакопления, свидетельствует о том, что на приведенных кривых (см. рис. 1) четко выделяются три режима извлечения газа: начальный, где β_r изменяется от 0 до 0,5, переходный - 0,5-0,7 (для коллекторов сарматского яруса), 0,5-0,8 (для коллекторов визейского яруса) и 0,4-0,6 (для карбонатных коллекторов миоцена южной части акватории Азовского моря). На конечном участке зависимостей

$\beta_r = f(K_p)$ коэффициент извлечения газа не зависит от пористости (монотонно возрастает лишь на 2-3%).

Стоит отметить, что запасы газа в коллекторах с «некондиционными» параметрами (переходный участок полученных зависимостей $\beta_r = f(K_p)$) не подсчитываются. Ярким примером приведенных рассуждений может служить Шебелинское месторождение, по которому утвержденные в ГКЗ СССР (1963 г.) запасы были полностью извлечены в 1978 г. После пересчета запасов УкрНИИгазом (1988 г.) они были утверждены с увеличением на 40%. Указанное явление можно объяснить тем, что в разрезе рядом с кондиционными коллекторами граничат коллекторы с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками - проницаемостью менее $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ и пористостью 4-7% и составляют 30-50% эффективного порового объема. На завершающей стадии разработки залежей они, как правило, отдают газ, который не был учтен ранее и не поставлен на баланс.

Выводы, перспективы дальнейших исследований

Сравнение газоотдающих свойств пород в различных геологических условиях формирования позволяет сделать предварительные выводы о том, что динамика извлечения газа существенно отличается для коллекторов верхневизейского, сарматского и чокрак-караганского возраста. При этом кондиционные значения пористости составляют соответственно 7, 10 и 14%.

Исследование динамики извлечения газа в зависимости от пористости указанных коллекторов, позволило выделить три режима извлечения газа: начальный, где β_r изменяется от 0 до 0,5, переходный - 0,5-0,7 (для коллекторов сарматского яруса), 0,5-0,8 (для коллекторов визейского яруса) и 0,4-0,6 (для карбонатных коллекторов миоцена южной части акватории Азовского моря). На конечном участке зависимостей $\beta_r = f(K_p)$ коэффициент извлечения газа не зависит от пористости (монотонно возрастает лишь на 2-3%).

Перспективное направление дальнейших исследований будет связано с уточнением кондиционных значений пористости и газонасыщения и возможной оценкой ресурсов газа, сосредоточенного в коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Литература

Владика В.М., Нестеренко М.Ю., Крива І.Г., Балацький Р.С. Порівняльна оцінка газовіддавальних властивостей порід-колекторів різних геологічних умовах формування // Геодинаміка. - 2012. - №2 (13). - С. 66-69.

Геодинамика Карпат / С.С. Круглов, С.Е. Смирнов, С.М. Спитковская и др. - Киев: Наукова думка, 1985. - 136 с.

Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. - Київ: УкрДГРІ, 2001. – 144 с.

Лукин А.Е. Вторичные минералого-геохимические изменения пород, связанные с нефтегазоносностью // Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. - Ч.П. Нефтегазоносность палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины. - Львов: УкрНИГРИ, 1984. – 122 с.

Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів в Азовському морі / П.Ф. Гожик, Б.М. Полухтович, С.М. Захарчук та ін. - Київ: ПП ЕКМО, 2006. – 340 с.

Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів. - Київ: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.

Федишин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення. - Київ: УкрДГРІ, 2005. – 148 с.

Vladyka V.N., Nesterenko N.Yu., Balatskiy R.S.

Lviv Interdisciplinary Research Centre of UkrNIIgaz, Lviv, Ukraine, lkndc1@rambler.ru

GAS DISCHARGING PROPERTIES OF RESERVOIR ROCKS IN VARIOUS SEDIMENTATION CONDITIONS

Study of gas extraction dynamics, depending on the open porosity of reservoirs indicates that there are three modes of gas extraction: initial, transitional and final. The final stage the gas recovery factor is almost independent of porosity (monotonically).

Keywords: *gas permeability, open porosity, gas recovery factor, sedimentation.*

References

Fedishin V.O. *Niz'koporisti porodi-kolektori gazu promislovogo znachennya* [Lower porosity reservoir rocks of gas of industrial value]. Kiev: UkrDGRI, 2005, 148 p.

Geodinamika Karpat [Geodynamics of Carpathians]. S.S. Kruglov, S.E. Smirnov, S.M. Spitkovskaya et al. Kiev: Naukova dumka, 1985, 136 p.

Krups'kiy Yu.Z. *Geodinamichni umovi formuvannya i naftogazonosnist' Karpats'kogo ta Volino-Podil's'kogo regioniv Ukraïni* [Geodynamic conditions of formation and petroleum potential of the Carpathian and Volyn-Podolsk regions of Ukraine]. Kiev: UkrDGRI, 2001, 144 p.

Lukin A.E. *Vtorichnye mineralogo-geokhimicheskie izmeneniya porod, svyazanne s neftegazonosnost'yu* [Secondary mineralogical and geochemical rock alterations associated with petroleum potential]. In: Atlas geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnosti Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. Part. II. Neftogazonosnost' paleozoyskikh otlozheniy Dneprovsko-Donetskoy vpadiny. L'vov: UkrNIGRI, 1984, 122 p.

Naftogazoperspektivni ob'ekti Ukraïni. Naukovi i praktichni osnovi poshukiv vuglevodniv v Azov's'komu mori [Oil and gas perspective objects in Ukraine. Scientific and practical basis of hydrocarbon prospecting in the Azov Sea]. P.F. Gozhik, B.M. Polukhtovich, S.M. Zakharchuk et al. Kiev: PP EKMO, 2006, 340 p.

Nesterenko M.Yu. *Petrofizichni osnovi obruntuvannya flyuïdonasichennya porid-kolektoriv* [Petrophysical foundations of study of reservoir rocks fluid saturation]. Kiev: UkrDGRI, 2010, 224 p.

Vladika V.M., Nesterenko M.Yu., Kriva I.G., Balats'kiy R.S. *Porivnyal'na otsinka gazoviddaval'nikh vlastivostey porid-kolektoriv riznikh geologichnikh umovakh formuvannya* [Comparative evaluation of gas discharging properties of reservoir rocks of different geological conditions of formation]. *Geodinamika*, 2012, no. 2 (13), p. 66-69.

© Владыка В.Н., Нестеренко Н.Ю., Балацкий Р.С., 2014