

i gazokondensatnyh mestorozhdenij nauchnye trudy Astrahan' NIPIGAZ. – Astrahan' : IPC "Fakel" ООО "Astrahan'gazprom", 2004. – Вып. 5. – С. 16–19.

2. Voronin N. I. Istorija razvitija zemnoj kory na primere jugo-vostoka Vostochno-Evropejskoj i severe Skifsko-Turanskoj platform / N. I. Voronin. – Astrahan' : AGPI, 1994.

3. Voronin N. I. Paleotektonicheskie kriterii prognoza i poiska zalezhej nefti i gaza (na primere Prikaspijskoj vpadiny i prilegajuwih rajonov Skifsko-Turanskoj platformy) / N. I. Voronin. – М. : ЗАО "Geoinformmark", 1999.

4. Teoreticheskie osnovy i metody poiskov i razvedki skoplenij nefti i gaza. – М. : Vysshaja shkola, 1987.

ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА БАШКИРСКОГО РЕЗЕРВУАРА АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Халед Гамаль Эльмаадави, аспирант, Арабская Республика Египет,
e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Изучение петрофизических параметров Башкирского резервуара (C_2b) в целом в Астраханском своде, и особенно в Астраханском газоконденсатном месторождении, показывает, что пористость значения высоких и высших значений существует в сводовой части свода, которые достигают 10 %, тогда как в других частях пористость уменьшается.

Для Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) доступны значения пористости, проницаемости и трещин с радиусом менее 0,1 %. Анализ данных показывает, что пористость высока и достигает 15 %, а проницаемость низка и достигает 2,5 мД. Есть пропорциональная связь между пористостью и проницаемостью, в то время как связь между ними и трещинами с радиусом менее 0,1 % имеет обратный характер. На основании этого можно сделать вывод, что увеличение трещины с радиусом менее 0,1 % негативно влияет на петрофизические параметры Башкирского резервуара (C_2b).

Ключевые слова: Башкирский резервуар, петрофизические параметры, пористость, проницаемость.

PROPERTIES OF BASHKIRIAN RESERVOIR, ASTRAKHAN GAS CONDENSATE FIELD

*Khaled Gamal Elmaadavi, Post-graduate student, Arabian Republic Egypt,
e-mail: geologi2007@yandex.ru*

The study of petrophysical parameters of Bashkirian reservoir (C_2b) generally in Astrakhan dome and particularly in Astrakhan gas condensate field shows that the porosity values are high and the highest values exist in the highest part of the dome that reach 10 %, while in the other parts the porosity decreases.

For Astrakhan gas condensate field (AGCF), the values of porosity, permeability and the cracks with radius less than 0,1 % are available. The analysis of these data shows that the porosity is high and reaches 15 % and permeability is low and reaches 2,5 mD. There are proportional relation between porosity and permeability, while inverse relation between them and the cracks with radius less than 0,1 %. It is can be concluded that the increasing of cracks with radius less than 0,1 % affects negatively on the petrophysical parameters of the Bashkirian reservoir (C_2b).

Key words: Bashkirian reservoir, petrophysical parameters, porosity, permeability.

Продуктивная толща Астраханского месторождения залегает на эрозионной поверхности серпуховских отложений нижнего карбона и перекрыта глинисто-карбонатными породами нижней перми. Газонасыщенная часть разреза представлена различными литогенетическими типами известняков светлой окраски, различной структуры, массивных, причем преобладают разности преимущественно плотные, тонкопористые, иногда с наличием микро-трещин, редко мелкокавернозные.

Пористость и проницаемость горных пород – это физические свойства, постоянно зависящие от наличия в породе порового пространства. Эти параметры находятся в непрерывной функциональной зависимости. По ним определяют способность породы-коллектора аккумулировать и отдавать заключенную в ней нефть (газ). Установлено, что функциональные зависимости между пористостью и проницаемостью горных пород достаточно сложны. В низкопористых и слабопроницаемых породах корреляционные связи между этими параметрами низкие, и практически их применение ограничено. Отклонения от этого правила обусловлены частными зависимостями, в общем случае они не могут быть универсальными. Эти данные, естественно, имеют важное значение при прогнозировании перспектив нефтегазоносности на больших глубинах (Смехов, Дорофеева, 1987).

В формировании резервуара Астраханского ГКМ определяющее значение имели особенности тектоно-седиментационных процессов, происходивших в предпермское время, анализ и обобщение которых позволяют в пределах всей площади АГКМ выделить три типа разрезов: сводовый, переходный, склоновый (Казаева, 2003).

В целом, внутри Астраханского карбонатного массива распределение толщ с улучшенными коллекторами более сложное. Внутри подсолевого разреза имеются толщи с повышенной пористостью и проницаемостью, но они образуют отдельные изолированные линзы. Данные бурения о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) в виде пористости карбонатного отложения Башкирского яруса (C_2b) представлены на схематическом разрезе Астраханского карбонатного массива (рис. 1).

Сводовая часть приурочена к территории наиболее приподнятой палеосводовой части Астраханского свода, занимаемой крайне мелководным бассейном. Об его островном характере свидетельствуют сокращенные объемы слагающих толщу пачек, частая перемежаемость линз и тонких пластов органично-обломочных, оолитовых и детритовых известковых осадков. Площадь их распространения окаймлена изогипсой (3950 м по поверхности Башкирского яруса). К этому типу отнесены скважины 7, 15 и 20. Емкостные свойства пород преимущественно высоки.

Пористости значения пород Башкирского яруса меняются через свод, что связано с геологической структурой, представленной в типе разреза свода. В целом пористость пород башкирского (C_2b) колеблется от 3 до 8 %. Самая высокая пористость обнаружена в сводовой части и составляет от 6 до 8 %. В переходных частях пористость колеблется от 3 до 6 %. Низкая пористость значения которая колеблется от 4 до 5 % и зафиксирована в склоновой части.

Открытая пористость, проницаемость и процент пор с радиусом менее 0,1 мкм % значений образцов керна пяти скважин доступны и представлены в виде карт. Анализ данных показывает, что между пористостью и проницаемостью существует связь. Пористости являются высокими и варьируются от

4,1 % (скважина-1) до 15 % (скважина-20). В общем, пористость возрастает к центру (рис. 2).

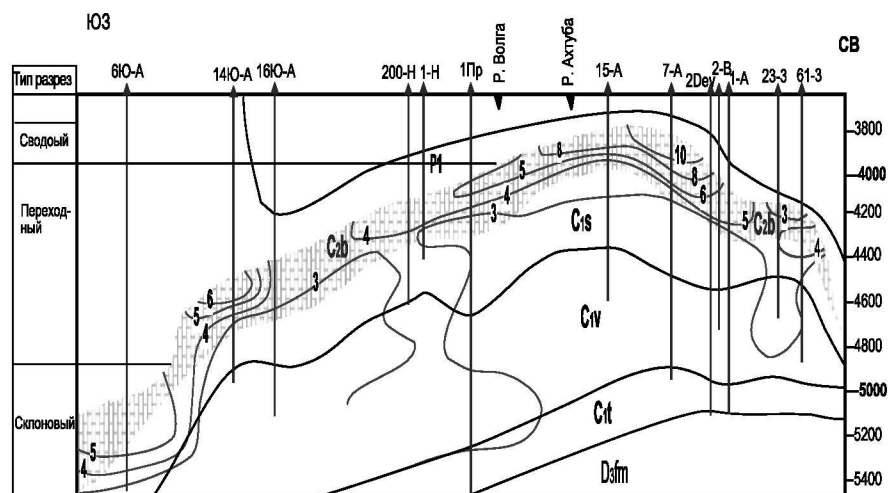


Рис. 1. Распределение пористости Башкирского резервуара и типового разрезом в пределах Астраханского карбонатного массива

Диапазон значений проницаемости – от 0,1 мД (скважина-1 и скважина-32) до 2,5 мД (скважина-20). Проницаемость возрастает по мере приближения к центру района исследований (рис. 3).

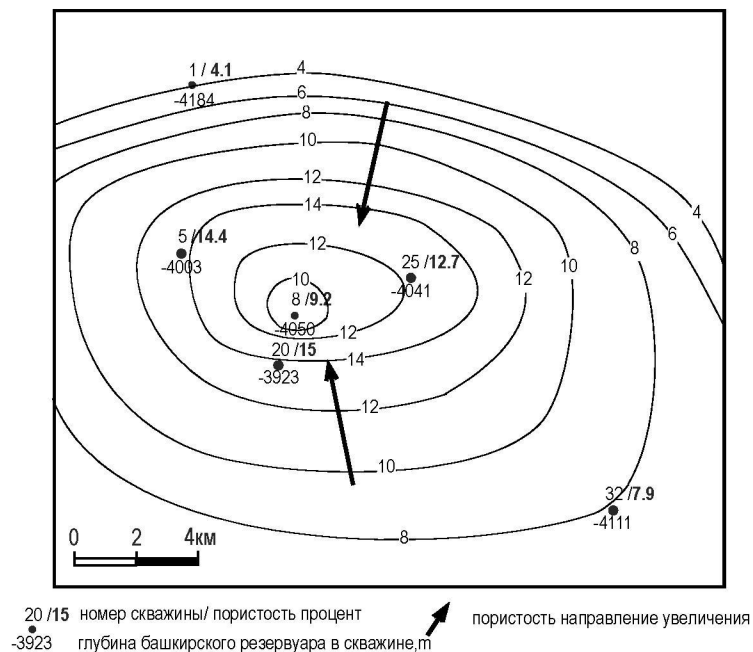


Рис. 2. Схема распределения открытой пористости в изученных скважинах АГКМ

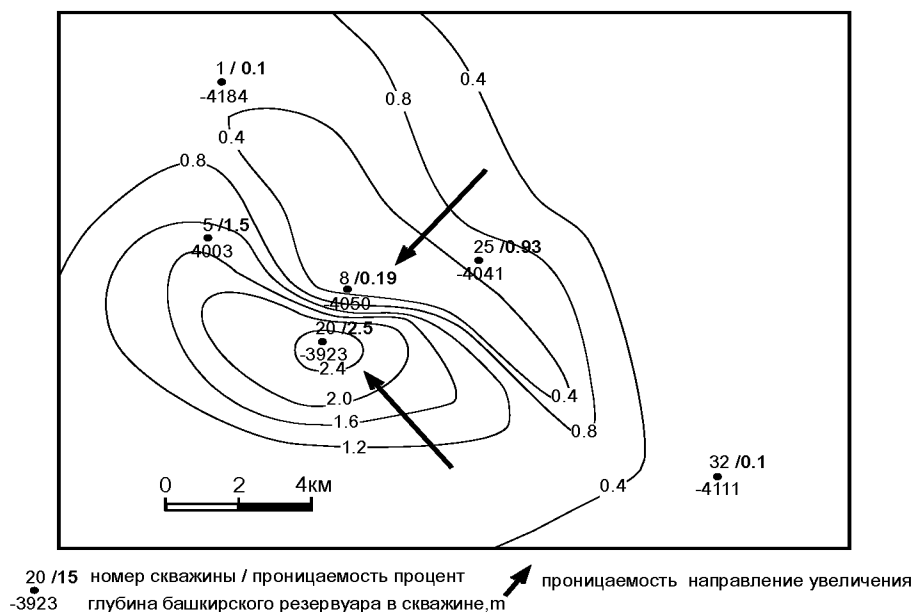


Рис. 3. Схема распределения проницаемости в изученных скважинах АГКМ

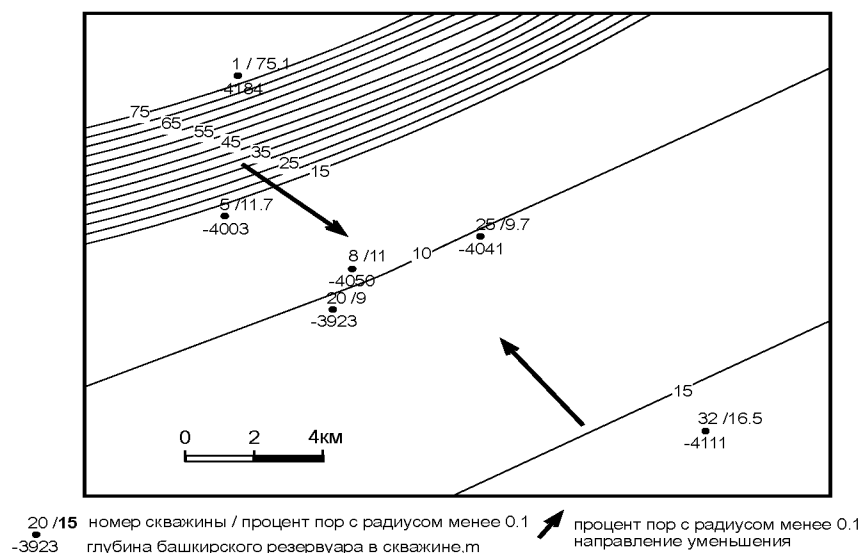


Рис. 4. Схема распределения (процент) пор с радиусом менее 0,1 мкм в изученных скважинах АГКМ

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что пористость высокая и составляет 15 %, а и проницаемость достигает 2,5 мД. Их величина возрастает по мере приближения к центру, в направлении скважины-20. Это означает, что пропорциональная зависимость между пористостью и проницаемостью в изучаемых скважинах имеет следующий вид: по мере увеличения пористости увеличивается проницаемость.

В изученных скважинах процент пор с радиусом менее 0,1 мкм % колеблется от 9 (скважина-20) до 75,1 % (скважина-1). Процент пор менее 0,1 % уменьшается по направлению к центру (рис. 4). По мере уменьшения процента пор с радиусом менее 0,1 мкм % увеличивается пористость и проницае-

мость. Уменьшение доли пор с радиусом менее 0,1 мкм % происходит в связи с положительным влиянием на ФЕС пласта.

Можно сделать вывод, что существует обратная зависимость между процентом пор с радиусом менее 0,1 мкм %, а также пористостью и проницаемостью.

Геологический разрез скважины-20 отражает изменчивость основных параметров – пористости и проницаемости – в различных структурных типах органогенных известняков. Из приведенного разреза скважины (рис. 5) видно, что основные типы пустот (поры и трещины) распространены по всей толще, а кавернозность имеет подчиненное значение.

На графике соотношения пористости и проницаемости приведены значения параметров, характеризующие различные типы коллекторов (рис. 6). Видно, что нижний предел пористости порового коллектора равен 6 %, максимальные значения достигают 16 %. Этот узкий диапазон пористости соответствует невысоким значениям проницаемости от 0,1 до 5 мД. В порово-трещинных типах коллекторов при невысокой величине пористости (от 1 до 4 %) проницаемость изменяется в широких пределах от 0,01 до 370 мД. Это обусловлено развитием тесно взаимосвязанных микротрещин.

Таким образом, сравнение проницаемости по двум направлениям – параллельном и перпендикулярном напластованию – подтверждает вывод о наличии открытых микротрещин (рис. 7).

Исследования керна показали, что газонасыщенная часть разреза представляет собой совокупность относительно пористых, хотя и низкопроницаемых пород, матрица которых разбита взаимосвязанными микро- и макротрещинами.

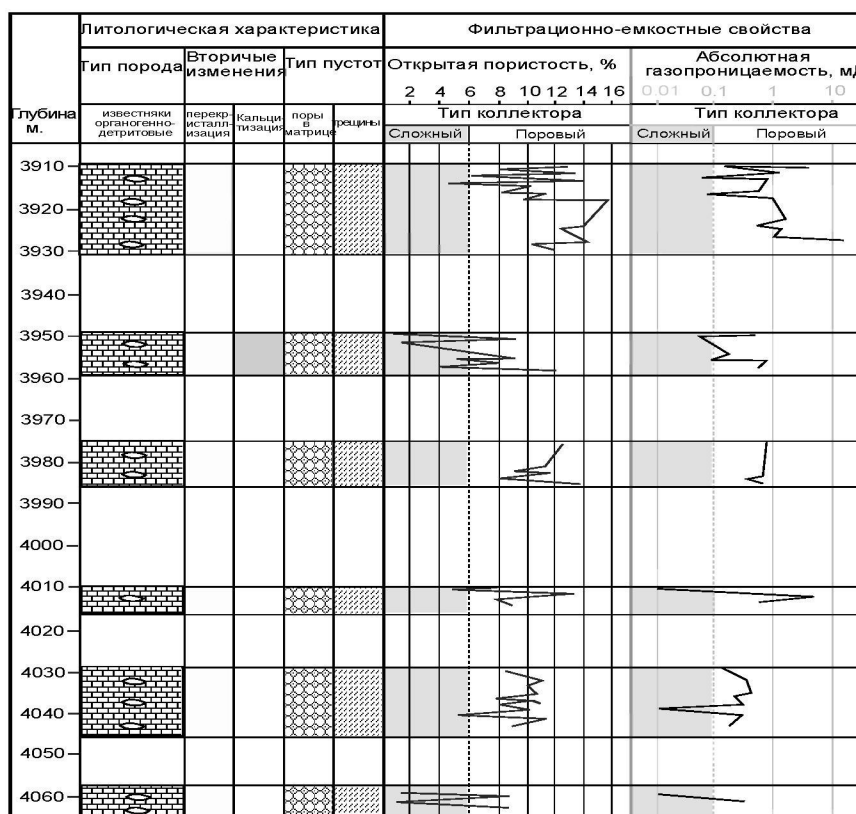


Рис. 5. Распределение башкирских коллекторов сложных типов и их характеристика. Скважина-20, АГКМ

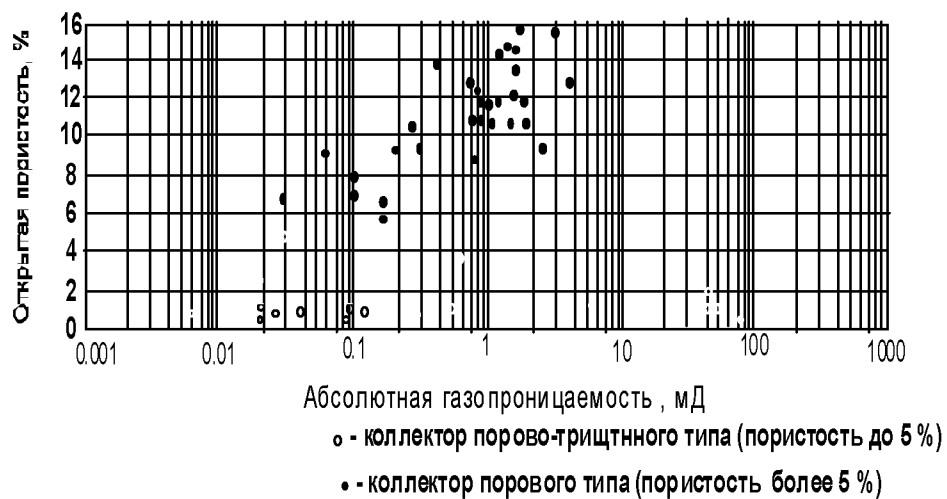


Рис. 6. Соотношение пористости и газопроницаемости в карбонатных коллекторах АГКМ (Багринцева, 1999)

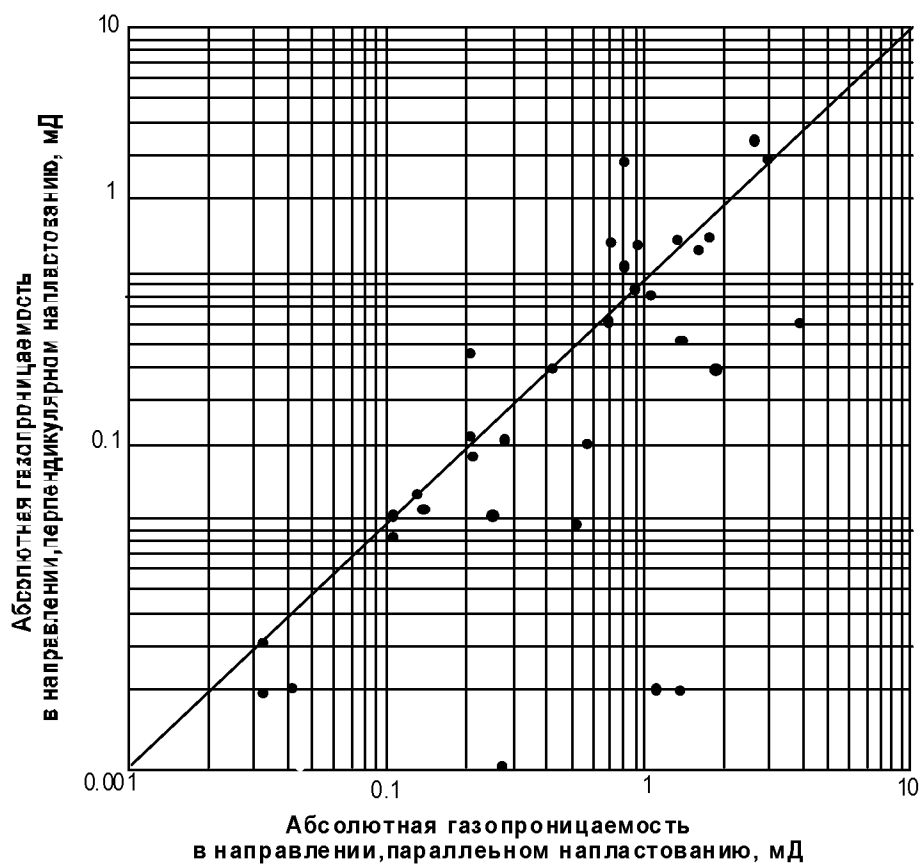


Рис. 7. График изменения газопроницаемости по направлениям в карбонатных коллекторах АГКМ (Багринцева, 1999)

Продуктивная толща Астраханского газоконденсатного месторождения представлена типичными мелководными отложениями шельфа. Характерными чертами являются прослеживаемость пластов по скважинам, частая смена пористых и пористо-трещиноватых разностей органогенных известняков.

Список литературы

1. Багринцева К. И. Условия формирования и свойство карбонатных коллекторов нефти и газа / К. И. Багринцева. – М. : РГУ, 1999. – 285 с.
2. Казаева С. В. Критерии зонального и локального размещения коллекторов в карбонатных каменноугольных отложениях юго-западного борта Прикаспийской впадины : автореф. дис. ... канд. г.-м. наук / С. В. Казаева. – М. : РГУ, 2003. – 24 с.
3. Смехов Е. М. Вторичная пористость горных пород коллекторов нефти и газа / Е. М. Смехов, Т. В. Дорофеева. – Л. : Недра, 1987. – 96 с.

References

1. Bagrineva K. I. Uslovija formirovanija i svojstvo karbonatnyh kollektorov nefti i gaza / K. I. Bagrineva. – M. : RGU, 1999. – 285 s.
2. Kazaeva S. V. Kriterii zonal'nogo i lokal'nogo razmewenija kollektorov v karbonatnyh kamennougol'nyh otlozhenijah jugo-zapadnogo borta Prikaspijskoj vpadiny : avtoref. dis. ... kand. g.-m. nauk / S. V. Kazaeva. – M. : RGU, 2003. – 24 s.
3. Smehov E. M. Vtorichnaja poristost' gornyh porod kollektorov nefti i gaza / E. M. Smehov, T. V. Dorofeeva. – L. : Nedra, 1987. – 96 s.

ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕГО КАСПИЯ ПО КЛАССАМ КРУПНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Реброва Галина Васильевна, техник I-ой категории, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ», «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде, 414001, Россия, г. Астрахань, ул. Проспект Гужвина, 12, e-mail: GRebrova@lukoilmn.ru

Махонин Михаил Валерьевич, старший научный сотрудник, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ», «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде, 414001, Россия, г. Астрахань, ул. Проспект Гужвина, 12, e-mail: mmakhonin@lukoilmn.ru

В статье рассмотрен теоретический прогноз открытия новых месторождений нефти и газа в акватории Среднего Каспия на основе вероятностной оценки углеводородного потенциала указанной территории. Выполненные теоретические расчеты показывают возможность открытия месторождений углеводородов, приуроченных к ловушкам неантиклинального типа.

Ключевые слова: акватория Среднего Каспия, вероятностная оценка, месторождения нефти и газа, перспективы нефтегазоносности, начальные суммарные ресурсы, нефтегазоносные провинции.

PROBABILISTIC ESTIMATION OF PETROLEUM PROSPECTS FOR MIDDLE CASPIAN AREA BY GRADE SIZES OF OIL AND GAS FIELDS

Rebrova Galina V., Technician of the I Category, Branch "LUKOIL-INGINIRING", "VolgogradNIPImorneft" in Volgograd, 12 Guzhvin Ave st., Astrakhan, 414001, Russia, e-mail: GRebrova@lukoilmn.ru