

### Список литературы

1. Свиточ А. А. Плейстоцен Маньча / А. А. Свиточ, Т. А. Янина, Н. Г. Новикова [и др.]. – М. : Географический факультет МГУ, 2010. – 136 с.
2. Серебряков О. И. Геохимические закономерности изменения свойств нефтей подсолевых отложений Прикаспийской впадины / О. И. Серебряков // Геология нефти и газа. – 1977. – № 12. – С. 44–48.
3. Серебряков О. И. Геохимические критерии поисков углеводородов различного фазового состава / О. И. Серебряков // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1977. – № 4. – С. 9–14.
4. Серебряков О. И. Некоторые гидрохимические критерии выявления газовых месторождений-гигантов / О. И. Серебряков // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – 1981. – № 10.
5. Серебряков А. О. Синергетика разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений-гигантов с кислыми компонентами : монография / А. О. Серебряков ; науч. ред. д-р геол.-минерал. наук, президент Междунар. акад. мин. ресурсов, проф. С. С. Бондаренко. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2005. – 359 с.

### References

1. Svitoch A. A. Pleistocen Manycha / A. A. Svitoch, T. A. Janina, N. G. Novikova [i dr.]. – M. : Geograficheskij fakul'tet MGU, 2010. – 136 s.
2. Serebrjakov O. I. Geohimicheskie zakonomernosti izmenenija svojstv neftej podsolevyh otlozhenij Prikaspijskoj vpadiny / O. I. Serebrjakov // Geologija nef'ti i gaza. – 1977. – № 12. – S. 44–48.
3. Serebrjakov O. I. Geohimicheskie kriterii poiskov uglevodorodov razlichnogo fazovogo sostava / O. I. Serebrjakov // Neftegazovaja geologija i geofizika. – 1977. – № 4. – S. 9–14.
4. Serebrjakov O. I. Nekotorye gidrohimicheskie kriterii vyjavlenija gazovyh mestorozhdenij-gigantov / O. I. Serebrjakov // Geologija i razvedka gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij. – 1981. – № 10.
5. Serebrjakov A. O. Sinergetika razvedki i razrabotki nef'tjanyh i gazovyh mestorozhdenij-gigantov s kislymi komponentami : monografija / A. O. Serebrjakov ; nauch. red. d-r geol.-mineral. nauk, prezident Mezhdunar. akad. min. resursov, prof. S. S. Bondarenko. – Astrahan' : Izd. dom "Astrahanskij universitet", 2005. – 359 s.

## НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И СТРОЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ ТРИАСОВЫХ И ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВАЛА КАРПИНСКОГО

*Дуванова Мария Евгеньевна, заведующая астраханским сектором Лаборатории планирования и мониторинга ГРП, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ», «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде, 414001, Россия, г. Астрахань, ул. Проспект Гужвина, 12, e-mail: maria.divanova@yandex.ru*

*Мельникова Екатерина Владимировна, геолог I-ой категории, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ», «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде, 414001, Россия, г. Астрахань, ул. Проспект Гужвина, 12, e-mail: astvnipi@yandex.ru*

*По результатам бурения и промыслово-геофизических исследований рассмотрены характеристики коллекторов Олейниковско-Межевого лицензионного участка. Нефтегазоносность и перспективы рассматриваются на основании анализа материалов о характере распределения в осадочной толще углеводородов, закономерности пространственного размещения залежей нефти и газа, емкостных возможностях геологического разреза, наличии структурных и литологических ловушек.*

**Ключевые слова:** *месторождение, продуктивные отложения, скважина, ловушка, блок.*

## PETROLEUM POTENTIAL AND BUILDING OF TRIASSIC AND JURASSIC SEDIMENTS OF THE SHAFT KARPINSKI

*Duvanova Maria E., Head of the Laboratory of Astrakhan sector planning and monitoring of exploration, Branch "LUKOIL-INGINIRING", "VOLGOGRAD-NIPIMORNEFT", 12 Guzhvin Ave st., Astrakhan, 414001, Russia, e-mail: marya.duvanova@yandex.ru*

*Melnikova Ekaterina V., Geologist of the I Category, Branch "LUKOIL-INGINIRING", "VOLGOGRADNIPIMORNEFT", 12 Guzhvin Ave st., Astrakhan, 414001, Russia, e-mail: astvnipi@yandex.ru*

*On the base of the bore and commercial-geophysical studies the collectors' features of Oleynikovsko-Mezhevoj license area are considered. The prospects and oil-and-gas content are considered on the grounds of the materials analysis about the nature of hydrocarbon distribution in the sedimentary thick mass, the regularities of the spatial accomodation oil and gas deposits, the capacitive possibilities of the geological cross-section, and the structural and lithological traps presence.*

**Key words:** deposit, productive sediments, well, trap, block.

В центральной части кряжа Карпинского (рис. 1) расположены Олейниковское, Долбанское и Межевое месторождения нефти и газа. Первые поисковые скважины, пробуренные на валу Карпинского, вскрыли весь разрез осадочного комплекса, который достигает 2,5 км. Разработка залежей осуществляется с 1962 г.

Осадочный чехол мезо-кайнозойского возраста представлен в основном терригенными породами, за исключением карбонатных отложений верхнего мела.

Промышленная нефтегазоносность установлена в альбских отложениях нижнего мела [2].

Наличие коллекторов в разрезе по результатам бурения отмечается также в отложениях неокомского яруса, среднеюрского отдела и, предположительно, триасовой системы.

Вопрос оценки нефтегазоносности мезозойских отложений на Олейниковской и Межевой площадях и постановки здесь поискового бурения ставился неоднократно. Оценка при этом была неоднозначной [1].

Проведение в 1999–2000 гг. на Промысловско-Цубукском валу высоко-разрешающей сейсморазведки (ВРС) и переинтерпретация всего геолого-геофизического материала позволили пересмотреть геологическое строение этой зоны и дать оценку перспектив нефтегазоносности мезозоя на Олейниковской и Межевой площадях. В результате проведенных работ уточнена геологическая модель Олейниковской площади, выявлены и подготовлены к бурению новые нефтегазоперспективные блоки, одним из которых, по представленной нумерации, является VII блок, в пределах которого поисковой скважиной Олейниковской в 2001 г. открыто Долбанское месторождение [3].

Перспективы нефтегазоносности рассматриваются нами на основании анализа материалов о характере распределения в осадочной толще углеводородов, закономерности пространственного размещения залежей нефти и газа, емкостных возможностях геологического разреза, наличии структурных и литологических ловушек и др.

Промышленные залежи нефти и газа на рассматриваемой территории выявлены в отложениях нижнемелового возраста. Продуктивные горизонты приурочены к песчаникам альбского возраста.

Небольшие залежи газа отмечены в карбонатных породах верхнемелового возраста (в сантонском и кампанском ярусах) и в терригенных породах эоцена.

По результатам бурения глубоких поисковых скважин на Олейниковской и Межевой площадях, в залегающих ниже отложениях (от аптских осадков до фундамента) залежи углеводородов не выявлены, хотя на южном склоне кряжа Карпинского установлена нефтегазоносность отложений триаса, средней юры, неокома и апта (литолого-стратиграфическая характеристика представлена на рис. 2).

Нижнемеловые продуктивные горизонты достаточно хорошо нами изучены, а нефтегазоносность более древних отложений, юрских и триасовых, далеко не полно освещена разведкой. Однако они, судя по данным разведки сопредельных площадей Северного Предкавказья, включают в себя высокопродуктивные горизонты.

Так, из известняков триаса получен приток нефти дебитом около  $7 \text{ м}^3/\text{сут.}$  на Закумской площади, расположенной в непосредственной близости от Комсомольской. Фонтан нефти из тех же отложений получен при разведке площади Зимняя Ставка. Еще большие результаты получены при разведке Урожайненской площади. Здесь, в скважине при незначительной депрессии на пласт фонтанировала нефть дебитом  $127 \text{ м}^3/\text{сут.}$  на 6 мм штуцере с интервала 3550–3528 м.

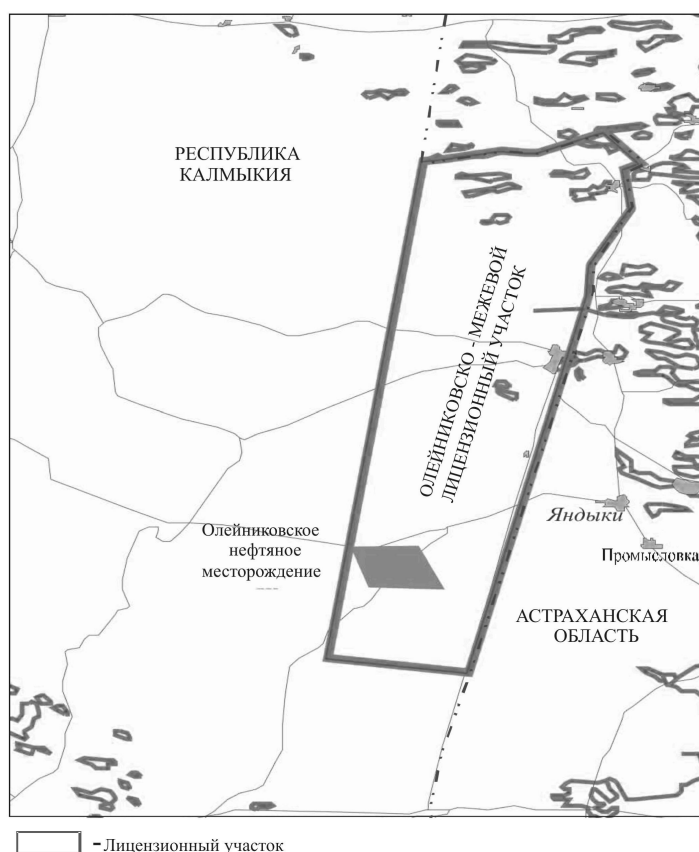


Рис. 1. Обзорная схема (Олейниковско-Межевой лицензионный участок)

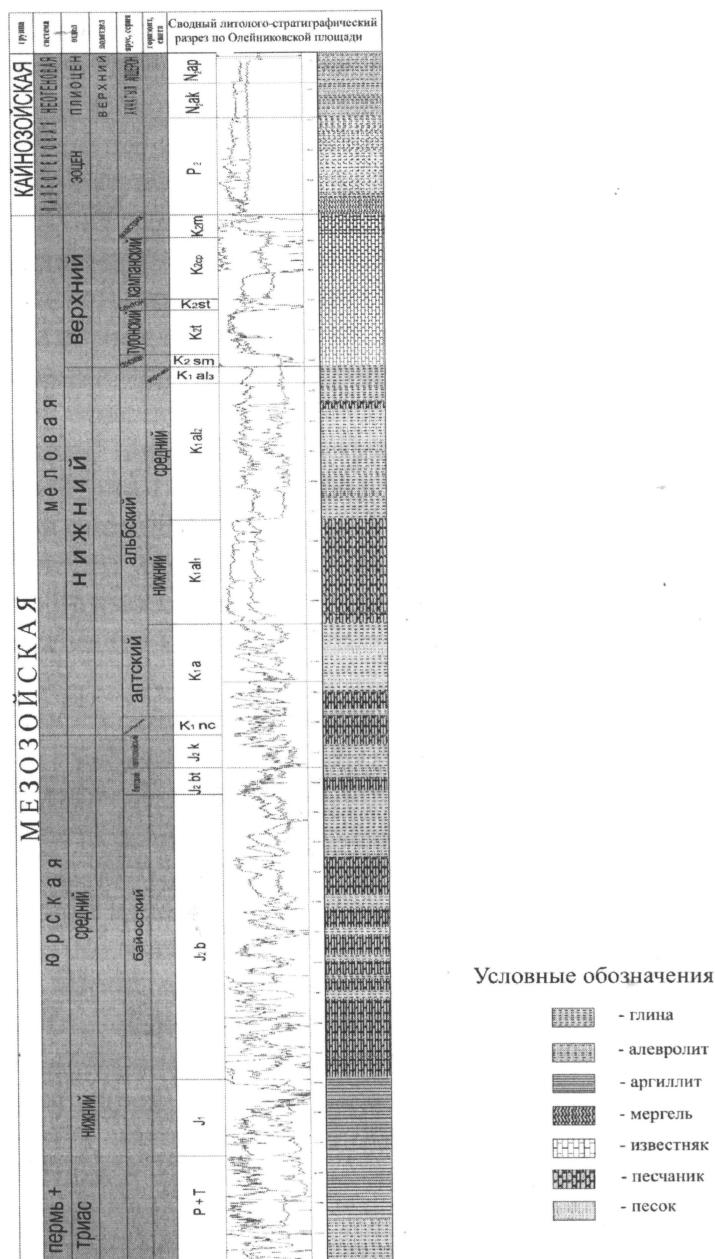


Рис. 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез Олейниковской площади

Нефть триасовых отложений обладает высокими качествами, малосернистая, с низким содержанием асфальтов (0,13–0,3 %) и смол, большим выходом светлых фракций при разгонке (47–59 %) и высоким содержанием смазочных масел.

Залежи нефти в юрских отложениях открыты на южном крыле кряжа Карпинского – на Каспийской, Майли-Харанской, Манычской и Комсомольской площадях.

На Каспийской площади при опробовании песчаных отложений аален-верхнебайосского возраста получены фонтанные притоки нефти. Суточный

дебит на скважинах при одинаковых условиях (штуцер 5–10 мм) колеблется в значительных пределах (20–130 т), что, по-видимому, обусловлено изменением фильтрационных свойств пласта.

На Комсомольской площади, расположенной в зоне сочленения южного склона кряжа Карпинского с Маньчским прогибом, скважина-первооткрывательница фонтанировала нефтью с водой с интервала 2804–2800 м. При относительно незначительных депрессиях на пласт суточный дебит нефти на 3–9 мм штуцерах достигал 48–274 т.

Широкое развитие денудационных процессов на рубеже палеозоя и мезозоя создали в рассматриваемом районе предпосылки для накопления в зонах эрозионно-тектонических депрессий обломочного материала и формирования терригенных пород-коллекторов.

Однако отложения триаса вследствие юрской трансгрессии в породах вала присутствуют не повсеместно.

В связи с общим погружением кряжа уцелели от размыва лишь их нижние горизонты (Ново-Георгиевская, Полдневская площади). Причем толщина коллекторов составляет всего 5–20 м.

В восточной части осевой зоны вала, в пределах Олейниковской и Межевой площадей, разрез становится полнее, однако, присутствуют только нижнетриасовые отложения, характеризующиеся наибольшим развитием песчаных коллекторов.

Суммарная эффективная толщина коллекторов в скважине 65,39 достигает 60–170 м.

В скважине Межевой при испытании интервала 2097–2140 м получен приток минерализованной воды плотностью 1,12 г/см<sup>3</sup>.

Пористость коллекторов триасового возраста составляет 9–14 %, газопроницаемость – 0,01 мД.

Приведенные показатели коллекторов характерны для плотных разностей песчаных пород, а рыхлые, которые обычно плохо выносятся при отборе керна, вероятно, обладают высокими фильтрационными свойствами, что подтверждается материалами промысловой геофизики.

В отложениях средней юры, охарактеризованных сравнительно большим фактическим материалом и лучше изученных, чем триасовые, выделяются коллектора в ааленском и нижней части байосского ярусов с эффективной толщиной более 200 м.

Вещественный состав коллекторов довольно постоянен и представлен кварцем (50–60 %), полевыми шпатами (15–30 %), кремнистыми агрегатами (7–15 %) с включениями обуглившихся растительных остатков, слюды глауконита и рудных минералов. Цемент преимущественно глинистый. Иногда он почти нацело представлен продуктами разложения полевых шпатов, кальцитом. Количество цемента колеблется в широких пределах от 3,5 % до 35–40 %, составляя в среднем 10–20 %. Тип цементации варьируется от пленочного до базального.

Окатанность зерен песчаника, как правило, средняя, а сортированность нередко хорошая. Наряду с массивными пластами песчаников, встречаются микрослоистые разности, вследствие чего коллекторские свойства их сильно разнятся в пределах одной и той же площади.

Проницаемость по керну мала. Имеющиеся данные максимальных замеренных значений 175–215 мД.

Несмотря на благоприятный геологический разрез триасовых и юрских отложений кряжа Карпинского с точки зрения наличия в нем коллекторов и непроницаемых покрышек над ними, разведка их на рассматриваемой территории не дала существенных результатов. Так, наряду с приведенными выше данными о нефтегазоносности среднеюрских отложений, полученными на некоторых площадях южного склона кряжа Карпинского, в осевой зоне и на северном его склоне разведка их дала отрицательные результаты.

Открытие в среднеюрских отложениях залежей нефти и газа в погружении южного крыла кряжа Карпинского и отсутствие их в осевой зоне объясняется различно. Одни находят, что причина отрицательных результатов испытания юрских отложений в осевой зоне заключается в несоответствии структурных планов между ними и верхнемеловыми отложениями, по которым велось сейсмокартирование [Аванисян и др., 1966; 4]. Другие считают, что причина заключается в нарушении условий геохимической среды, вызванном неоднократными поднятиями и дислокациями слоев и последующим уничтожением верхнемеловых осадков, отложений верхней юры, батского яруса и значительной глинистой толщи байоса – покрышками над залежами в позднеюрско-раннемеловое и предэоценовое время (Федоров, 1967).

Для оценки нефтегазоносности юрских отложений осевой зоны Промысловского блока в последние года пробурены разведочные скважины, заданные в контуре нефтегазоносности нижнеальбского продуктивного горизонта. Причем скважины, как правило, останавливались бурением в нижнетриасовых отложениях. Всю осадочную толщу в осевой зоне прошли лишь три скважины. Вскрытые ими породы палеозойского фундамента представлены сильнометаморфизированными, углисто-глинистыми сланцами каменноугольного возраста.

Скважина, пробуренная в осевой части Промысловской структуры, продуктивных пластов в триасовых и юрских отложениях не обнаружила. Однако по повышенной характеристике кривой КС в ней было опробовано несколько объектов, приуроченных к среднеюрским отложениям, давших высокоминерализованную пластовую воду с незначительным содержанием растворенного газа (220 см<sup>3</sup>/л). Коэффициент газонасыщенности составил всего лишь 0,08.

Несколько позже структурными построениями по кровле нижнепесчаной толщи был зафиксирован подъем слоев в сторону Бударинской площади. Для освещения строения этого участка были пробурены три скважины. Кроме того, одна скважина была заложена на площади Межевой структуры. Ни одна из них в юрских отложениях не обнаружила продуктивных пластов.

Однако указанными скважинами был получен очень ценный материал по освещению тектоники нижних горизонтов разреза платформенного чехла – все они обнаружили угасание с глубиной локальных структур, зафиксированных в верхних горизонтах. Так, одна из них вскрыла все горизонты, расположенные структурно ниже последней. Причем с глубиной разница в структурном превышении убывает с 54 м по кровле нижнеальбского горизонта до 15 м – нижней песчаной толщи средней юры.

Угасание локальных структур с глубиной обнаружила и другая скважина. Она также показала убывание с глубиной структурного превышения с 60 м по кровле нижнеальбского продуктивного горизонта до 30 м по кровле нижней песчаной толщи юры.

Аналогичные данные по тектонике нижних горизонтов платформенного чехла получены и на Тенгутинской площади, где для их разведки были пробурены пять скважин. В одной из них, заданной на IV блоке структуры, юрские отложения были опробованы по всем объектам, намеченным по данным промысловой геофизики.

В результате также получили высокоминерализованную пластовую воду с незначительным содержанием углеводородных газов, с коэффициентом насыщения 0,12.

Высокоминерализованную пластовую воду (с небольшим коэффициентом газонасыщения – 0,15–0,16) из юрских отложений дали и многие другие скважины, пробуренные на Тенгутинской площади.

Основными перспективными объектами на сегодня являются отложения альбского возраста, к которым приурочены залежи нефти и газа на территории Промысловско-Цубукского вала.

Проведенные в 1999–2000 гг. сейсмические исследования методом ВРС детализировали сложное тектоническое строение Олейниковской и Межевой площадей. Результатом исследований является паспорт по вновь открытому VII блоку, в котором из нижнеальбских отложений получен промышленный приток нефти (Долбанское месторождение).

Кроме того, по северному крылу Олейниковского месторождения выделены еще три блока (VIII, IX, X), расположенные западнее продуктивного V блока. На них также выданы паспорта. Наиболее перспективными из них представлялись IX и X блоки, на которых предлагалось провести поисковое бурение.

На северном крыле Межевого месторождения тоже выявлены перспективные блоки, к которым, возможно, будут приурочены залежи нефти и газа в отложениях нижнеальбского возраста.

Заключительным результатом исследований методом ВРС по Олейниковской и Межевой площадям являются сводные структурные карты по отражающим поверхностям верхнемеловых, нижнемеловых, юрских и триасовых отложений.

По нашему мнению, перспективными объектами разведки на рассматриваемой территории являются среднеюрские отложения.

#### **Список литературы**

1. Бродский А. Я. Тектоно-седиментационные особенности продуктивного резервуара АГКМ / А. Я. Бродский, В. А. Захарчук, А. К. Токман // Разведка и освоение нефтяных и газоконденсатных месторождений научные труды Астрахань НИПИГАЗ. – Астрахань : ИПЦ «Факел» ООО «Астраханьгазпром», 2004. – Вып. 5. – С. 16–19.
2. Воронин Н. И. История развития земной коры на примере юго-востока Восточно-Европейской и севере Скифско-Туранской платформ / Н. И. Воронин. – Астрахань : АГПИ, 1994.
3. Воронин Н. И. Палеотектонические критерии прогноза и поиска залежей нефти и газа (на примере Прикаспийской впадины и прилегающих районов Скифско-Туранской платформы) / Н. И. Воронин. – М. : ЗАО «Геоинформмарк», 1999.
4. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. – М. : Высшая школа, 1987.

#### **References**

1. Brodskij A. Ja. Tektono-sedimentacionnye osobennosti produktivnogo rezervuara АГКМ / A. Ja. Brodskij, V. A. Zaharchuk, A. K. Tokman // Razvedka i osvoenie nefjtjanyh

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<sub>2b</sub>) 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<sub>2b</sub>).*

**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<sub>2b</sub>) 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<sub>2b</sub>).*

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