

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ВОДОНАПОРНОЙ СИСТЕМЫ ПОДГРЕБЁННОГО АСТРАХАНСКОГО СВОДА

Ушивцева Любовь Франковна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: ushivceval@mail.ru

Изменения пластовых давлений сопровождаются образованием воронок депрессии, внедрением пластовых вод, что приводит к обводнению скважин и наличию пластовой воды в добываемом сырье. Попутно выносимая с основным флюидом вода представляет собой смесь пластовой, техногенной, конденсационной и чужеродной воды. Появление воды в продукции зависит от многих факторов: наличия зон локальной трещиноватости и тектонических нарушений, темпов отбора, фильтрационных параметров, расстояния дыр перфорации от флюидного контакта и др. Проблема появления пластовой воды актуальна при освоении геологических регионов, сложных по геологическому строению. Высокому влагосодержанию пластового сырья способствуют концентрации кислых компонентов. Наличие тектонических нарушений и локальных зон трещиноватости способствует выносу конденсационных вод наряду с другими типами вод. Учитывая огромные запасы воды водоносных бассейнов, объёмы внедрившихся вод огромны. Наличие тектонических нарушений и зон разуплотнения горных пород служат одной из причин обводнения скважин. Скважины, расположенные в зоне тектонических нарушений и зон трещиноватости, обводняются быстрее. Геологические и гидрогеологические условия осадочных пород обуславливают формирование нескольких гидрохимических типов вод от хлоркальциевого до гидрокарбонатно-натриевого. В связи с вышесказанным, прогноз процесса обводнения горных пород является весьма актуальной задачей.

Ключевые слова: разработка, обводнение, резервуар, конденсационные воды, пластовое сырье, водогазовый фактор, фазовое равновесие, тектонические нарушения, гидрохимический тип, контурные и законтурные воды

ASSESSMENT OF THE WATER SYSTEM FOR SUBCOMBED ASTRAKHAN ANTICLINE

Ushivceva Lubov F., C.Sc. in Geology and Mineralogy, Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russian Federation, e-mail: ushivceval@mail.ru

Changes of reservoir pressures are followed of formation waters, which leads to the flooding of wells and the presence of formation water in the extracted raw materials. Along the way, the water carried with the main fluid is a mixture of formation, technogenic, condensation and foreign water. The appearance of water in the product depends on many factors: the presence of local fracture zones and tectonic disturbances, sampling rates, filtration parameters, the distance of perforation holes from the fluid contact, etc. The problem of emergence of reservoir water is relevant at development of the geological regions difficult on a geological structure. The high moisture content of reservoir raw materials is promoted by concentration of sour components. Existence of tectonic violations and local zones of jointing promotes carrying out of condensation waters along with other types of waters. Considering huge water supplies of water-bearing pools, volumes of the taken root waters are huge. Existence of tectonic violations and

zones of a razuplotneniye of rocks serve as one of the reasons of flood of wells. The wells located in a zone of tectonic violations and zones of jointing are flooded quicker. Geological and hydrogeological conditions of sedimentary rocks cause formation of several hydrochemical types of waters from chlorcalcic to gidrokarbonatno-sodium. Due to the aforesaid, the forecast of process of flood of rocks is very relevant task.

Keywords: development, flooding, reservoir, condensation water, plastic raw materials, water-gas factor, phase equilibrium, tectonic disturbances, hydrochemical type, contour and contour waters

Как известно, одной из проблем при разработке месторождений нефти и газа является наличие в добываемом пластовом сырье попутной воды и рост её объёмов по мере увеличения сроков разработки. Не является исключением и Астраханское газоконденсатное месторождение (ГКМ). Попутно выносимая вода месторождения представляет собой смесь пластовой, конденсационной и техногенной воды, проникающей из бурового раствора, вышележащих водоносных горизонтов при наличии негерметичности колонн.

Попутно выносимые воды Астраханского ГКМ представляют собой такие смеси. Пластовый газ АГКМ имеет высокое влагосодержание в связи с присутствием в смеси значительного количества кислых компонентов. Водогазовый фактор (ВГФ) изменяется по площади от 9 до 13 см³ / м³. За время тридцатилетней эксплуатации месторождения объём выносимой воды увеличился почти в 2 раза, составляя ежегодный прирост около 20 %. Из общего числа работающих скважин более чем 60 % из них работают с пластовой водой с ВГФ от 5,5 до 598 см³ / м³ (рис. 1) [4; 10].

В целом скважины, работающие водой, можно разделить на три группы: 1 – с высокими ВГФ, 2 – средними и 3 – небольшими. Величина ВГФ зависит от пластового давления: чем оно выше, тем меньше значение ВГФ; от запасов воды под зоной дренирования скважин [3; 4]. С учётом объёма воды водоносного бассейна 7967,3 млн м³ [5; 7] объём внедрившейся воды в пластовую залежь невелик около 15 млн м³, в связи с чем восполнение пластового давления за счёт вторжения воды не отмечается.

Появление пластовой воды в добываемой смеси зависит от следующих факторов:

- наличия локальных зон трещиноватости и тектонических нарушений;
- величины пластового давления;
- объёмов отбора газа (дренируемых запасов);
- фильтрационных параметров по газу и воде;
- дебитов скважин и др.

Прогнозную степень обводнённости можно определить величиной ВГФ по пластовой воде (без учёта присутствия в продукции скважин конденсационной воды) по формуле:

$$\text{ВГФ} = \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{г}}} \times 1000,$$

где $Q_{\text{в}}$ – дебит воды, м³ / сут.; $Q_{\text{г}}$ – дебит газа сепарации, тыс. м³ / сут.

Дебит пластовой воды в каждой работающей скважине можно определить по формуле:

$$Q_{\text{в}} = \frac{P_{\text{в}} - P_{\text{заб}} - \Delta P_0}{\gamma},$$

где $P_{\text{в}}$ – пластовое давление в водоносной части залежи, принимается равным $P_{\text{пл}}$ – начальному на начало работы скважины, МПа; $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, приведённое на плоскость сравнения, МПа; ΔP_0 – пороговая депрессия по воде, МПа; γ – коэффициент сопротивления движению воды, МПа · сут / тыс. м³.

Прогнозировать степень дальнейшего обводнения залежи представляет собой сложную задачу поскольку:

1) месторождение имеет сложное строение – наличие зон локальной трещинноватости, зон кольматации и тектонических нарушений, доказанных многими исследователями и сейсмическими исследованиями. При заложении эксплуатационных скважин вблизи разломов или в зонах трещиноватости они быстро обводняются (примеры скв. № 407, 211д, 9926, 220д, рис. 1) [3; 9; 14].

2) низкая проницаемость пород-коллекторов как газонасыщенной, так и водонасыщенной части залежи;

3) частые литологические замещения коллектора на неколлектор [8; 9];

4) недостаточная изученность строения водоносной части, её коллекторских свойств, низкое число химических анализов вод;

5) неразбуренность и недоизученность восточной и правобережной частей залежи, где имеется ограниченное число скважин;

6) неустойчивое фазовое равновесие в системе залежь – подошвенная вода, при котором по УВ газам отмечается сдвиг фазового равновесия из подстилающих подошвенных вод в сторону залежи, которое существовало ещё до начала разработки месторождения. В пластовой воде, находящейся в равновесии с газом, может раствориться около $20 \text{ м}^3 / \text{м}^3$ газа, из которых H_2S – 60 %, CO_2 – 30 %, CH_4 – 10 %. Газонасыщенность пластовых вод составляет $18\text{--}20 \text{ м}^3 / \text{м}^3$. За пределами месторождения газонасыщенность достигает $17500 \text{ см}^3 / \text{м}^3$ (Георгиевская площадь). О неустойчивом фазовом равновесии в системе залежь – подошвенная вода свидетельствует также энергии парциальных давлений в залежи и подстилающих водах: парциальное давление метана 21 МПа, H_2S – 16 МПа [1; 4; 11].

В пределах Астраханского ГКМ существуют пластовые воды двух аномальных гидрохимических типов. При общем региональном фоне минерализации каменноугольных отложений Прикаспийской впадины [2; 11; 12] $250 \text{ г} / \text{дм}^3$, газоконденсатная залежь подстилается водами с минерализацией $100\text{--}120 \text{ г} / \text{дм}^3$ хлоркальциевого типа.

В центральной части залежи отмечены воды с минерализацией $60\text{--}80 \text{ г} / \text{дм}^3$ гидрокарбонатно-натриевого типа (скв. 12А, 8А, 26А, 27А, 16А, 37А) (опреснённая оторочка). Такая же минерализация отмечается и на правобережной части залежи (скв. 72А, 2 Светлошаринская, 1 Правобережная). Для образования опреснённой оторочки газы АГКМ в объёме существующей ловушки (до $2\text{--}3 \text{ трлн м}^3$) выделяют около $4 \cdot 10^8 \text{ м}^3$ конденсационных вод [5, 12, 13].

Законтурным водам свойственна более высокая минерализация $114\text{--}147 \text{ г} / \text{дм}^3$ (Кордуанская 52, 1 Табаковская, 2 Еленовская, 2 Долгожданная, рис. 2). По мере приближения к контуру залежи воды приобретают фоновый хлоркальциевый тип, уменьшается содержание гидрокарбонатов и увеличивается содержание сульфатов (табл. 1).

В составе водорастворённых газов существенна доля кислых компонентов. Содержание углекислого газа изменяется от 23 до 58 %, сероводорода – от 24 до 48 %. На долю метана приходится до 54 %, азота – от 0,4 до 5 %. Распределение газовых компонентов в пластовом газе обуславливает характер распределения их в подошвенных водах. Вследствие этого в изменении концентрации водорастворённых газов по площади прослеживаются закономерности, отмеченные для пластового газа залежи. Так, максимальные концентрации метана наблюдаются в водах, приуроченных к восточной и южной периферийным областям: 54,4 % (скв. 37А) и 50,3 % (скв. 2 Светлошаринская). Минимальное содержание метана в водорастворённых газах отмечается

в центральных частях залежи. В скважине 12А оно составляет 23,5 %, а в скважине 8 – 15,5 % (табл. 2) Содержание водорастворённых газов зависит от расстояния до газоводяного контакта АГКМ: чем оно ближе, тем выше газонасыщенность вод. В распределении газонасыщенности вод установлен изоконцентрический характер. Она увеличивается от 7700 см³ / дм³ в центральной части месторождения до 19000 см³ / дм³ на крыльях и до 20000–58500 см³ / дм³ в переходной зоне над ГВК. По экспериментальным данным она может достигать лишь 20000 см³ / дм³ [1–3].

Таблица 1

Химический состав попутных вод по гидрохимическим данным

№ скв.	Дата отбора, минерализация г / дм³	РН Плотность / см³	Химический состав воды, мг-экв/дм³							Коэффициенты по В.А. Сулину			
			Cl⁻	SO₄²⁻	HCO₃⁻	Ca²⁺	Mg²⁺	Na⁺	K⁺	$\frac{Na^{+} + K^{+}}{Cl^{-}}$	$\frac{Cl^{-} - Na^{+}}{Mg^{2+}}$	$\frac{Na^{+} - Cl^{-}}{SO_4^{2-}}$	$\frac{SO_4^{2-} \cdot 100}{Cl^{-}}$
I тип: конденсационные воды													
82	03.07.99 1,3	5,6 0,995	15,0	0,0	5,8	4,6	0,6	15,5	0,1	1,04	–	∞	0,0
96	07.07.99 0,9	4,8 0,997	13,1	0,0	1,9	2,1	0,5	12,2	0,2	0,95	1,42	–	0,0
II тип: пластовые воды													
67	19.04.98 57,1	6,45 1,037	930	не опр.	34,9	84	24,8	848	8,1	0,92	2,97	–	0,0
76	03.09.99 91,5	6,50 1,053	1490	не опр.	55,6	77	20,1	1435	13,5	0,97	2,04	–	0,0
8А	25.10.79 91,4	6,8 1,060	1517	6,03	40,4	97,6	40,6	1425,2		0,94	2,26	–	0,40
253	30.06.99 76,5	6,8 1,045	1222	не опр.	65,1	63	16,0	1198	10,1	0,99	0,86	–	0,0
623– н	14.05.98 67,2	8,0 1,061	1080	не опр.	53,0	50	30,0	1041	12,0	0,98	0,90	–	0,0
32А	28.12.82 80,1	– 1,016	1370	не опр.	4,0	50	20	1304,0		0,95	3,3	–	–
25А	27.12.80 108,3	6,46 1,025	1775	1,45	38,5	110	30	1676		0,94	3,3	–	0,08
117	14.10.2004 87,3	6,75 1,063	1400	1,0	59	88	32	1340	14	0,97	1,88		0,07
45А	16.08.86 74,85	1,013	1162	1,94	84,0	28	18,0	1201,94		1,03	–	20,58	0,16
407	10.06.00 95,9	6,0 1,060	1533	5,0	51	91	20	1550	19	1,01	–	3,4	0,32
52К	– 130,8	– 1,065	2104	132	20	48	304	1904		0,90	0,66	–	6,27
III тип: техногенные воды													
120	25.07.98 27,9	5,8 1,011	416	48,1	15,4	277	30,2	172	0,4	0,4	8,08		11,54
120	09.10.99 13,9	4,80 1,008	238	10,8	1,37	182	17,4	50	0,3	0,21	10,77		4,5

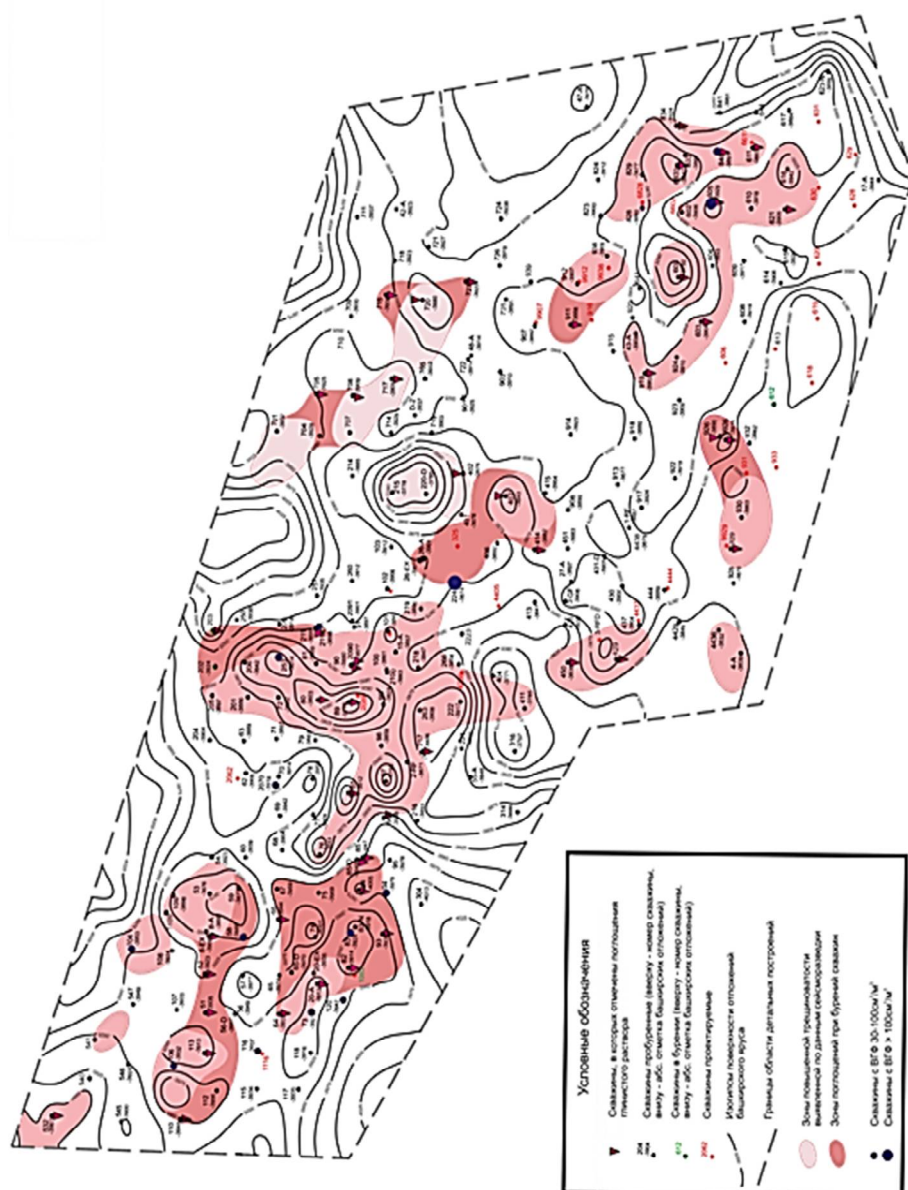


Рис. 1

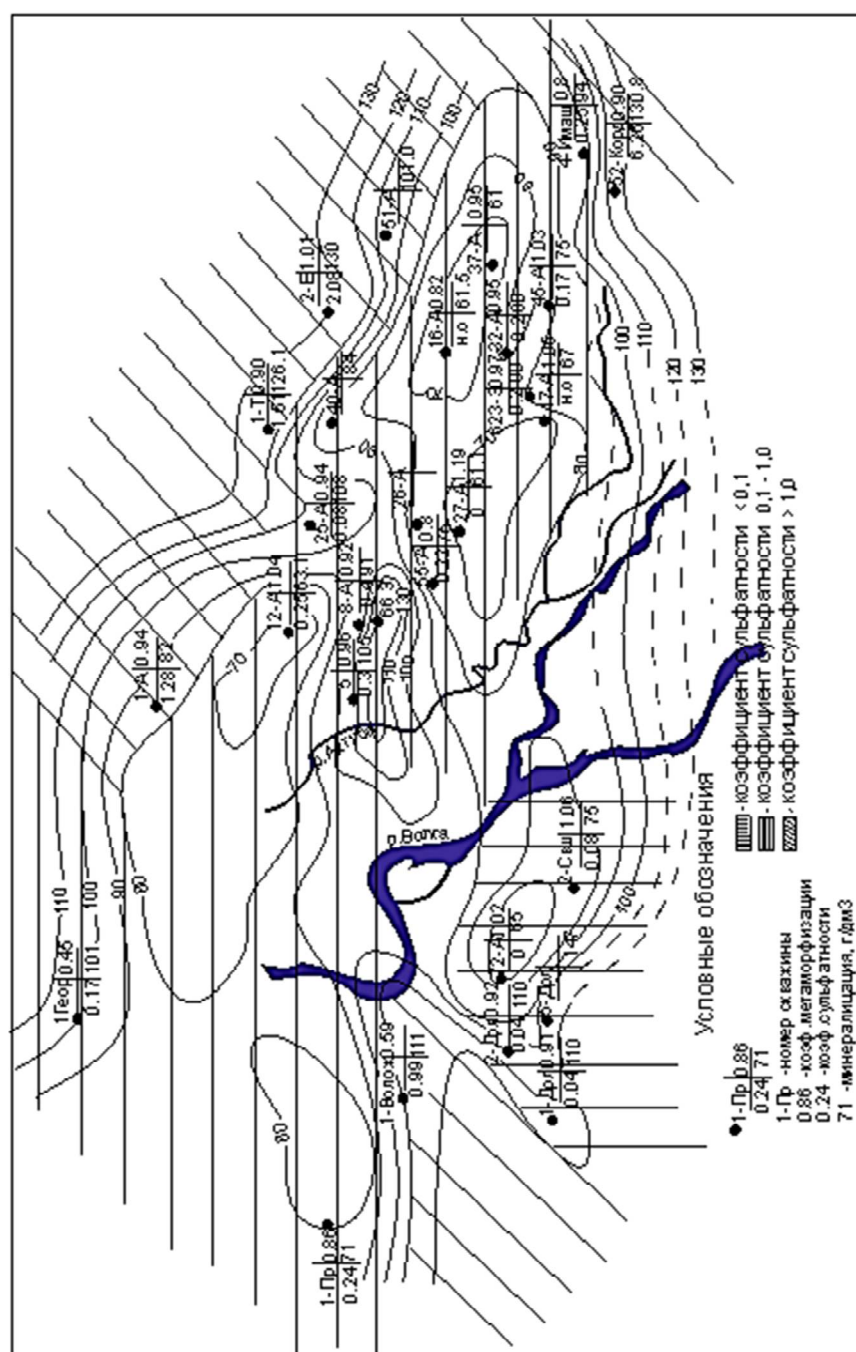


Рис. 2. Схема распределения аномальных зон продуктивного коллектора и обводненных скважин

Таблица 2
 Состав водорастворённых газов каменноугольного комплекса Астраханского ГКМ

Номер скважины	Интервал, м	Газовый фактор, м ³ /м ³	Содержание компонентов, % (молярная доля)							
			C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C _{5+в}	N ₂	CO ₂	H ₂ S
45	4087–4057	14,8	45,6	3,34	1,44	0,95	0,52	2,18	14,7	31,0
8	4137–4123	7,7	15,5	0,38	0,07	0,05	0,02	1,09	33,8	48,4
72	4155–4140	9,6	46,0	–	–	–	–	–	22,6	29,0
27	4084–4065	34,1	24,8	0,56	0,33	0,12	0,16	0,09	33,4	40,5
12	4090–4078	19,6	24,1	0,35	0,08		0,09	4,81	26,9	43,6
5	4202–4184	17,5	58,5	1,88	0,60	0,08	0,06	0,81	11,0	26,5
55	4135–4123	10,7	19,6	0,06	0,01	0,01	Следы	0,40	42,1	35,6
37	4057–4052	18,8	54,4	0,61	0,12	0,03	Следы	2,68	18,1	23,6
51	4424–4412	13,0	19,8	0,87	0,07	Следы	Следы	3,62	31,3	44,4
60	4536–4572	13,2	31,9	–	–	–	–	8,82	32,9	20,4

Выявленные площадные и вертикальные гидрохимические зональности гидрогеологической модели АГКМ не противоречат гравитационным принципам, так как менее минерализованные воды залегают на более минерализованные.

Существующее распределение гидрохимических типов, аномалийных зон газосодержания и кислых газов в пластовой воде в продуктивном комплексе АГКМ свидетельствует о сравнительно молодом возрасте формирования газоконденсатной залежи, так как процессы выравнивания солевых концентраций до сих пор не завершены, а перераспределение газовых компонентов продолжается, вероятнее всего, и в настоящее время [2; 4; 5].

Список литературы

1. Серебряков О. И. Режим разработки Астраханского ГКМ / О. И. Серебряков // Газовая промышленность. – 1997. – № 10. – С. 30–31.
2. Серебряков О. И. Гидрогеологическая модель Астраханского газоконденсатного месторождения / О. И. Серебряков, В. П. Ильченко, Е. М. Королева // Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в газовой промышленности. – М., 1990. – Вып. 10. – С. 13–18.
3. 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 АНИПИГАЗ. – 2004. – Вып. 5. – С. 16–19.
4. Лапшин В. И. Особенности состояния системы залежь – контурные воды для Астраханского месторождения / В. И. Лапшин, Н. И. Воронин, В. Ф. Лактюшина // Геология нефти и газа. – 1989. – № 12. – С. 26–28.
5. Ильченко В. И. Зональность и классификация водорастворенных газов Прикаспийской впадины / В. И. Ильченко // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения : тез. докл. – Санкт-Петербург, 1992. – Т. 2. – С. 89–91.
6. Ильченко В. П. Нефтегазовая гидрогеология подсолевых отложений Прикаспийской впадины / В. П. Ильченко. – Москва : Недра, 1998. – 288 с.
7. Зингер А. С. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов / А. С. Зингер. – Москва : Недра, 1973.

8. Ушивцева Л. Ф. Экранирующее действие нарушений продуктивной толщи Астраханского газоконденсатного месторождения на перетоки пластовых флюидов / Л. Ф. Ушивцева // Экологические аспекты разработки Астраханского газоконденсатного месторождения. – Астрахань : Факел, 1996. – С. 89–91.

9. Ушивцева Л. Ф. Закономерности распределения аномальных зон коллекторов продуктивной толщи Астраханского газоконденсатного месторождения / Л. Ф. Ушивцева, В. А. Захарчук, Н. М. Козий // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 2007. – № 2. – С. 3–8.

10. Захарчук В. А. Основные критерии оптимального размещения скважин / В. А. Захарчук, Л. Ф. Ушивцева // Разведка и освоение нефтяных и газоконденсатных месторождений. Труды АНИПИГаз. – 2004. – № 7. – С. 21–23.

11. Ушивцева Л. Ф. Геолого-гидрогеологические показатели нефтегазоносности девонско-каменноугольных отложений Астраханского свода / Л. Ф. Ушивцева // Южно-российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2007. – № 1. – С. 73–76.

12. Ушивцева Л. Ф. Гидрогеохимические условия каменноугольно-девонских водоносных комплексов Астраханского свода / Л. Ф. Ушивцева, Ф. Т. Джангалиева // Южно-российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2007. – № 4. – С. 41–47.

13. Ушивцева Л. Ф. Подземные воды газовых месторождений-национальный минерально-сырьевой ресурс / Л. Ф. Ушивцева, О. И. Серебряков, В. С. Мерчева // Газовая промышленность. – 2010. – № 5. – С. 43–45.

14. Ушивцева Л. Ф. Зоны повышенной трещиноватости и флюидопроницаемости как фактор осложнений при строительстве скважин АГКМ / Л. Ф. Ушивцева, В. Н. Хайловский, Т. С. Родионовская // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 7–4 (49). – С. 142–145.

References

1. Serebryakov O. I. Rezhim razrabotki Astrakhanskogo GKM [The development mode of the Astrakhan GCM]. *Gazovaya promyshlennost* [Gas Industry], 1997, no. 10, pp. 30–31.

2. Serebryakov O. I., Ilchenko V. P., Koroleva Ye. M. Gidrogeologicheskaya model Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya [Hydrogeological model of the Astrakhan gas condensate field]. *Nauchno-tekhnicheskie dostizheniya i peredovoy opyt, rekomenduemye dlya vnedreniya v gazovoy promyshlennosti* [Scientific and Technical Achievements and Best Practices Recommended for Implementation in the Gas Industry], 1990, vol. 10, pp. 13–18.

3. Brodskiy A. Ya., Zakharchuk V. A., Tokman A. K. Tektono-sedimentatsionnye osobennosti produktivnogo rezervuara AGKM [Tectonic sedimentation features of the AGKM productive reservoir]. *Razvedka i osvoenie neftyanykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy. Nauchnye trudy ANIPIGAZ* [Exploration and Development of Oil and Gas Condensate Fields. Proceedings of the ANIPIGAZ], 2004, issue 5, pp. 16–19.

4. Lapshin V. I., Voronin N. I., Laktyushina V. F. Osobennosti sostoyaniya sistemy zalezh – konturnye vody dlya Astrakhanskogo mestorozhdeniya [Features of the state of the system reservoir – contour water for the Astrakhan field]. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and Gas Geology], 1989, no. 12, pp. 26–28.

5. Ilchenko V. I. Zonalnost i klassifikatsiya vodorastvorenykh gazov Prikaspiyskoy vpadiny [Zonality and classification of water-dissolved gases of the Caspian Basin]. *Netraditsionnye istochniki uglevodorodnogo syrya i problemy ego osvoeniya* [Non-traditional Sources of Hydrocarbons and the Problems of Its Development], St. Petersburg, 1992, vol. 2, pp. 89–91.

6. Ilchenko V. P. *Neftegazovaya gidrogeologiya podsolevykh otlozheniy Prikaspiyskoy vpadiny* [Oil and gas hydrogeology of subsalt deposits of the Caspian depression], Moscow, Nedra Publ., 1998, 288 p.

7. Zinger A. S. *Geokhimiya gazov plastovykh vod neftegazonosnykh basseynov* [Geochemistry of formation gas of oil and gas basins], Moscow, Nedra Publ., 1973.

8. Ushvtseva L. F. Ekraniruyushchee deystvie narusheniy produktivnoy tolshchi Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya na peretoki plastovykh flyuidov [The screening effect of violations of the productive strata of the Astrakhan gas-condensate field on the flows of reservoir fluids]. *Ekologicheskie aspekty razrabotki Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Environmental Aspects of the Development of the Astrakhan Gas-Condensate Field], Astrakhan, Fakel Publ., 1996, pp. 89–91.

9. Ushvtseva L. F., Zakharchuk V. A., Koziy N. M. Zakonomernosti raspredeleniya anomalnykh zon kollektorov produktivnoy tolshchi Astrakhanskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya [Patterns of distribution of anomalous reservoir zones of the productive strata of the Astrakhan gas-condensate field]. *Geologiya, buenie, razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Geology, Drilling, Development and Exploitation of Gas and Gas Condensate Fields], 2007, no. 2, pp. 3–8.

10. Zakharchuk V. A., Ushvtseva L. F. Osnovnye kriterii optimalnogo razmeshcheniya skvazhin [The main criteria for the optimal location of wells]. *Razvedka i osvoenie neftyanykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy. Trudy ANIPIgaz* [Exploration and Development of Oil and Gas Condensate Fields. Proceedings of the ANIPIgaz], 2004, no. 7, pp. 21–23.

11. Ushvtseva L. F. Geologo-gidrogeologicheskie pokazateli neftegazonosnosti devonsko-kamennougolnykh otlozheniy Astrakhanskogo svoda [Geological and hydrogeological indicators of the oil and gas potential of the Devonian-Carboniferous sediments of the Astrakhan arch]. *Yuzhno-rossiyskiy vestnik geologii, geografii i globalnoy energii* [South Russian Bulletin of Geology, Geography and Global Energy], 2007, no. 1, pp. 73–76.

12. Ushvtseva L. F., Dzhangalieva F. T. Gidrogeokhimicheskie usloviya kamennougolno-devonskikh vodonosnykh kompleksov Astrakhanskogo svoda [Hydrogeochemical conditions of the stone-Devonian aquifers of the Astrakhan arch]. *Yuzhno-rossiyskiy vestnik geologii, geografii i globalnoy energii* [South Russian Bulletin of Geology, Geography and Global Energy], 2007, no. 4, pp. 41–47.

13. Ushvtseva L. F., Serebryakov O. I., Mercheva V. S. Podzemnye vody gazovykh mestorozhdeniy-natsionalnyy mineralno-syrevoy resurs [Underground waters of gas fields is a national mineral resource]. *Gazovaya promyshlennost* [Gas Industry], 2010, no. 5, pp. 43–45.

14. Ushvtseva L. F., Khaylovskiy V. N., Rodionovskaya T. S. Zony povyshennoy treshchinovatosti i flyuidopronitsaemosti kak faktor oslozhneniy pri stroitelstve skvazhin AGKM [Zones of increased fracturing and fluid permeability as a factor of complications in the construction of wells AGKM]. *Mezhdunarodnyy nauchno-issledovatel'skiy zhurnal* [International Scientific Research Journal], 2016, no. 7–4 (49), pp. 142–145.