

тивным направлением ГРП. Это направление может обеспечить создание нового мощного топливно-энергетического комплекса на юге России.

Работа выполнена в рамках ГК 14.В37.21.0586 ФЦП РФ.

Список литературы

1. Серебряков О. И. Нефтегазоносность Волго-Ахтубинского междуречья / О. И. Серебряков [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 3. – С. 53–61.
2. Серебряков О. И. Гидрогеологические особенности девонских нефтегазовых отложений Северного каспия / О. И. Серебряков [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 2. – С. 55–81.
3. Серебряков О. И. Особенности нефтегазоносности Прикаспийской впадины / О. И. Серебряков [и др.] // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 4. – С. 168–175.

References

1. Serebryakov O. I. [et al] *Neftegazonosnost Volgo-Akhtubinskogo mezhdurechya* [Oil-and-gas content of Volga-Akhtubinsk of Entre Rios]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, geography and global energy], 2012, no.3, pp. 53–61.
2. Serebryakov O. I. [et al] *Gidrogeologicheskie osobennosti devonskikh neftegazonosnykh otlozheniy Severnogo kaspia* [Hydrogeological features of Devonian oil-and-gas deposits of the Northern Caspian Sea]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, geography and global energy], 2012, no. 2, pp. 55–81.
3. Serebryakov O. I. [et al] *Osobennosti neftegazonosnosti Prikaspiyskoy vpadiny* [Features of oil-and-gas content of Caspian Depression]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, geography and global energy], 2011, no. 4, pp. 168–175.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ГИДРОХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ПРЕДЕЛАХ КРУПНЫХ ГЕОСТРУКТУРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Навроцкий Олег Константинович, доктор геолого-минералогических наук

Федеральное Государственное унитарное предприятие Нижне-Волжский
научно-исследовательский институт геологии и геофизики
410012, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Московская, 70
E-mail: nitaran@mail.ru

Доценко Антон Михайлович, студент

Саратовский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского
410012, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Астраханская, 83
E-mail: gidrogeologant@mail.ru

Логинова Марина Павловна, кандидат геолого-минералогических наук
Саратовский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского
410012, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Астраханская, 83

Бричиков Николай Георгиевич, студент

Саратовский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского
410012, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Астраханская, 83
E-mail: captain89@rambler.ru

В статье рассматриваются проблемные вопросы, связанные с особенностями формирования пластовых вод нефтяных и газовых месторождений Саратовской области. Крупные геоструктурные элементы характеризуются специфическим гидрохимическим составом пластовых вод. Процессы метаморфизации завершены в пластовых водах коллекторов девонского возраста, в водах коллекторов каменноугольного возраста процесс не завершен.

Ключевые слова: крупные геоструктурные элементы, коэффициент корреляции, коэффициент метаморфизации пластовых вод, палеогидрогеологические условия, тип подземных вод, гидрохимический фон, парагенетические ассоциации.

THE COMPARATIVE HYDROCHEMICAL ANALYSIS OF OIL AND GAS FIELD DEPOSIT WATERS WITHIN THE BOUNDS OF THE LARGE GEOSTRUCTURAL ELEMENTS

Navrotsky Oleg K., D.Sc. in Geology and Mineralogy

Federal State Unitary Enterprise of the Nizhne-Volzhskiy Research Institute of Geology and Geophysics

70 Moskovskaya st., Saratov, Russian Federation, 410012

E-mail: nitaran@mail.ru

Dotsenko Anton M., student

Saratov State University of N.G. Chernishevsky

83 Astrakhanskaya st., Saratov, Russian Federation, 410012

E-mail: gidrogeologant@mail.ru

Loginova Marina P., C.Sc. in Geology and Mineralogy

Saratov State University of N.G. Chernishevsky

83 Astrakhanskaya st., Saratov, Russian Federation, 410012

E-mail: Loginovamp@info.sgu.ru

Brichikov Nikolay G., student

Saratov State University of N.G. Chernishevsky

83 Astrakhanskaya st., Saratov, Russian Federation, 410012

E-mail: captain89@rambler.ru

The article deals with problems connected with the peculiarities of the formation of reservoir water oil and gas fields in Saratov region. Major elements are characterized by a specific geostructural hydrochemical composition of formation water. Metamorphic processes completed in the formation water reservoirs of Devonian age in the waters of reservoirs Carboniferous age process is not completed. In the practice of hydrochemical studies of deep reservoir water underlying hydrocarbon deposits, there are questions that are quite difficult to answer, even with a large analytical database: test beds – identification horizons of which are flowing waters; hydrochemical Unlike water reservoirs of different age and type of collector; "coexistence" in one layer of deep aquifer water calcium chloride and bicarbonate types, changes in the hydrochemical characteristics of the reservoir in the space, the effect of depth and temperature metamorphism in the water (in a single license area), and other material for investigation of V.I. Nikitinoy (HB NIIGG, Saratov, 1973),

which collected formation water chemical characteristics of hydrocarbons in the Saratov region. The most complete hydrochemical information was obtained on the three major elements geostructural: Saratov dislocations Karamyshskoy zone rises and Stepnovskogo complex shaft.

Key words: large geostructural elements, correlation index, metamorphization index of deposit waters, deposit water type, hydrochemical background, paragenetic associations.

В практике гидрохимических исследований глубокозалегающих пластовых вод, подстилающих залежи углеводородов, возникают вопросы, на которые достаточно трудно ответить даже при наличии большой аналитической базы: при испытании пластов – идентификация горизонтов, из которых идут перетечи вод; гидрохимическое отличие вод пластов разного возраста и типа коллектора; «сосуществования» в одном пласте глубокопогруженных водоносных горизонтов вод хлоркальциевого и гидрокарбонатного типов [5]; изменение гидрохимической характеристики пласта в пространстве, влияние глубин и температур на метаморфизм вод (в рамках одного лицензионного участка) и др.

Материалом для исследования послужили работы В.И. Никитиной, в которых собрана химическая характеристика пластовых вод месторождений углеводородов в пределах Саратовской области. Наиболее полная гидрохимическая информация получена по трем крупным геоструктурным элементам: Саратовским дислокациям, Карамышской зоне поднятий и Степновскому сложному валу (рис. 1).

Исследованы воды из коллекторов девонского и каменноугольного возрастов по 40 месторождениям. В пределах названных геоструктурных зон рассматривался состав вод на уровне анионо-катионных характеристик, их фоновые значения, оценивалось влияние (по данным корреляционного анализа) на гидрохимический состав глубин и температур.

В каменноугольных и девонских отложениях изучаемой территории выделяется шесть водоносных комплексов [4], включающих целый ряд водоносных горизонтов с различным типом коллектора (табл. 1).

Обработка гидрохимической информации велась в двух направлениях:

- выделение однородных геологических объектов (по возрасту и типу коллектора);
- расчет средних значений для выявления гидрохимического фона;
- корреляционный анализ с целью выявления парагенетических ассоциаций и выявления влияния глубин на гидрохимические параметры пластовых вод.

Расчет средних значений и коэффициентов корреляции проводился в программе Microsoft Excel на ПК.

Всего обработана гидрохимическая информация по 40 месторождениям, 86 объектам, включающая более 1000 компонентов. Концентрации анионов (Cl , HCO_3 , SO_4) и катионов ($\text{Na}+\text{K}$, Ca , Mg) отражены в мг/л.



Условные обозначения:

Элементы тектонического районирования по средне-верхнедевонскому структурному этажу

- Границы крупнейших тектонических элементов
- Границы средних тектонических элементов
- Нижнепермский бортовой уступ Прикаспийской впадины
- Впадины, седловины, депрессии
- Своды, валы, зоны поднятий в пределах крупных отрицательных структур
- Своды, валы, зоны поднятий
- Рязано-Саратовский прогиб
- Прикаспийская мегавпадина

Месторождения:

- нефтяные
- газовые
- газоконденсатные
- нефтегазоконденсатные
- нефтегазовые

Элементы нефтегазогеологического районирования:

- границы нефтегазоносных провинций (НГП)
- А** Волго-Уральская НГП
- Б** Прикаспийская НГП

Рис. 1. Изучаемые геоструктурные объекты (Саратовские дислокации, Карамышская зона поднятий и Степновский сложный вал) на фрагменте тектонической схемы Саратовской области

Таблица 1

Исследуемые водоносные горизонты

Геологический возраст		Литологический тип коллектора
Каменноугольный	верейский	терригенный
	мелекесский	карбонатный, терригенный
	веневский	карбонатный
	алексинский	карбонатный, терригенный
	тульский	терригенный
	бобриковский	карбонатный, терригенный
	кизеловско-черепетский	карбонатный, терригенный
Девонский	малевский	карбонатный
	данковский	карбонатный
	кыново-пашийский	терригенный
	ардатовский	карбонатный, терригенный
	воробьевский	терригенный

Результаты обработки представлены в таблицах 2 и 3. Концентрации округлялись до целых единиц.

Из приведенного материала следует вывод об увеличении концентраций ионов в водах коллекторов девонского возраста как в терригенных, так и в карбонатных по сравнению с водами коллекторов каменноугольного возраста. Исключение составляют ионы HCO_3 и SO_4 в водах карбонатных коллекторов.

Естественно возникает вопрос о метаморфизме пластовых вод, который привел к такой гидрохимической характеристике вод девонского и каменноугольного возрастов. Все пластовые воды рассматриваемых месторождений нефти и газа относятся к водам хлоркальциевого типа.

Таблица 2

Средние значения концентраций катионов и анионов в пластовых водах терригенных коллекторов девонского и каменноугольного возраста в пределах зоны Саратовских дислокаций, Карамышского и Степновского геоструктурных блоков

Система	Горизонт	Удельный вес	Концентрация ионов, мг/л						Минерализация, г/л
			катионы			анионы			
			Na+K	Ca	Mg	Cl	HCO ₃	SO ₄	
Каменно-угольная	Верейский	1,08	37214	9224	2712	78368	40	45	127
	Мелекесский	1,06	32450	8214	2143	61820	107	89	105
	Алексинский	1,13	56998	14896	3609	118134	63	93	190
	Тульский	1,14	58610	17004	3415	125673	69	189	205
	Бобриковский	1,16	49750	13466	3492	105766	113	68	201
	Средние значения	1,16	51419	15064	3418	106122	74	123	176
Девонская	Кыновский	1,14	49581	19994	4094	120231	133	238	191
	Ардатовский	1,16	57039	24627	3647	141182	63	150	223
	Воробьевский	1,15	55048	24063	3832	133747	60	264	217
	Средние значения	1,15	53889	22894	3857	131720	85	217	210

Таблица 3

Средние значения концентраций катионов и анионов в пластовых водах карбонатных коллекторов девонского и каменноугольного возраста в пределах зоны Саратовских дислокаций, Карамышского и Степновского геоструктурных блоков

Система	Горизонт	Удельный вес	Концентрация ионов, мг/л						Минерализация, г/л
			катионы			анионы			
			Na+K	Ca	Mg	Cl	HCO ₃	SO ₄	
Каменно-угольная	Малевский	1,04	14577	12724	2596	88151	195	927	117
	Мелекесский	1,06	32450	8214	2143	61820	107	89	105
	Алексинский	1,13	56998	14896	3609	118134	63	93	190
	Тульский	1,14	58610	17004	3415	125673	69	189	205
	Бобриковский	1,16	49750	13466	3492	105766	113	68	201
	Средние значения	1,11	42477	13260	3051	99908	109	273	163
Девонская	Кыновский	1,14	49581	19994	4094	120231	133	238	191
	Ардатовский	1,16	57039	24627	3647	141182	63	150	223
	Воробьевский	1,15	55048	24063	3832	133747	60	264	217
	Средние значения	1,15	53889	22894	3857	131720	85	217	210

Оценка степени метаморфизации вод по классическим коэффициентам метаморфизации (Na/Cl , $(\text{Cl}-\text{Na})/\text{Mg}$) в пределах рассматриваемой территории в большинстве случаев не «работает»: коэффициенты корреляции между ними, глубиной залегания водоносных горизонтов и пластовой температурой практически равны нулю либо, как это отмечалось в некоторых случаях для Na/Cl , фиксировались отрицательные коэффициенты корреляции.

Метаморфизация пластовых вод более четко проявилась при расчете коэффициентов корреляции между непосредственно концентрациями ионов и катионов с названными геологическими факторами (табл. 4).

Таблица 4

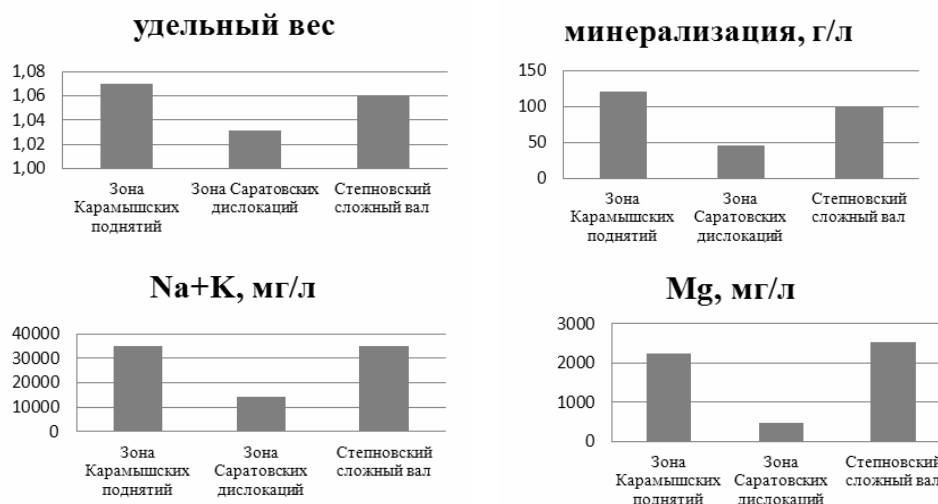
**Коэффициенты корреляции концентраций катионов и анионов
с глубиной залегания пластовых вод карбонатных и терригенных
коллекторов каменноугольного и девонского возраста**

Гидрохимический показатель	Каменноугольный возраст	Девонский возраст
Na+K	0,56	*
Ca	0,73	*
Mg	*	*
Cl	0,80	*
HCO ₃	*	*
SO ₄	*	*
минерализация	0,79	*

Коэффициенты корреляции менее |0,5| отмечены – знаком *

Как видно из таблицы 4 достаточно высокие положительные коэффициенты корреляции отмечаются только для вод каменноугольного возраста. Вполне вероятно, что процессы метаморфизации вод каменноугольного возраста на современном этапе геологического развития еще не завершились, в водах же девонского возраста наступило равновесие «вода ↔ источник химических элементов (порода)» [1, 2].

Сравнительный анализ гидрохимических характеристик пластовых вод в пределах крупных геоструктурных элементов показал как сходство, так и различие между ними. Это хорошо видно на рисунке 2, на котором отражена обособленность зоны Саратовских дислокаций от Степновского и Карамышского геоструктурных блоков.



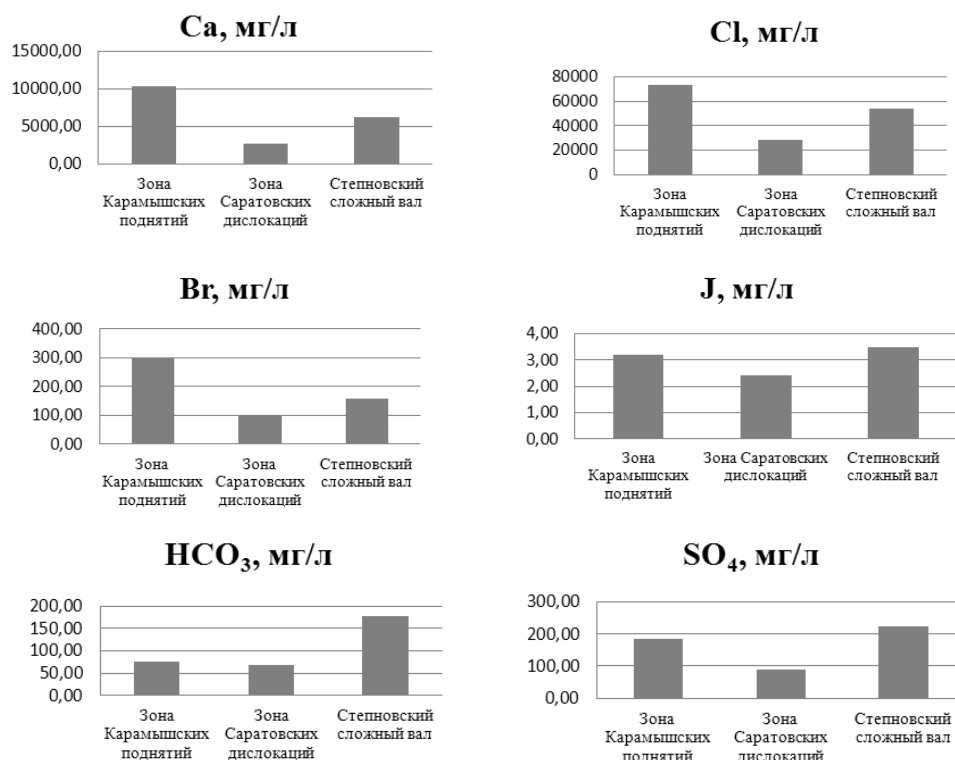


Рис. 2. Распределение фоновых концентраций катионов и анионов в пластовых водах девонско-каменноугольного возрастов в различных геоструктурных зонах

Пластовые воды зоны Саратовских дислокаций выделяются минимумами концентраций рассматриваемых гидрохимических параметров, в том числе по бром и йоду, а пластовые воды зоны Карамышских поднятий и Степновского сложного вала близки между собой и характеризуются максимальными значениями.

Возможная причина (или одна из причин) такой дифференциации химического состава пластовых вод в пределах рассматриваемых геоструктурных элементов кроется, вполне вероятно, в палеогидрогеологических условиях формирования исходного состава вод.

Если обратиться к таблице 5, то видно, что зона Саратовских дислокаций по отношению к другим тектоническим элементам развивалась конседиментационно, что создало особые условия формирования исходного состава пластовых вод и отразилось в специфике ионно-катионного состава [3].

Таблица 5

Толщины отложений в пределах зоны Карамышских поднятий, зоны Саратовских дислокаций, Степновского сложного вала, м

Тектонический элемент	Зона Карамышских поднятий	Степновский сложный вал	Зона Саратовских дислокаций
Возраст отложений			
Верхний карбон	500	130-300	350
Средний карбон	800	580-765	300
Нижний карбон	200	500	450
Верхний девон	500	150-870	545
Средний девон	600	620	450

Таким образом, приведенный материал, с нашей точки зрения, позволяет сделать выводы:

- крупные геоструктурные зоны в пределах Саратовской области (зона Саратовских дислокаций, Степновский сложный вал и зона Карамышских поднятий) различаются по гидрохимическому составу пластовых вод нефтяных и газовых месторождений;
- возможная причина такого различия кроется в палеогидрогеологических условиях формирования исходного состава вод;
- при гидрохимическом районировании территории Карамышская зона поднятий и Степновский сложный вал должны быть отнесены к одной зоне;
- пластовые воды (как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах) девонского возраста по сравнению с водами каменноугольного возраста характеризуются более высокими фоновыми концентрациями таких элементов, как натрий и калий, магний, кальций, хлорид-ион, сульфат-ион, в том числе и минерализацией вод;
- процесс метаморфизации вод более четко проявляется при использовании корреляционного анализа между концентрациями ионов и глубинами залегания пластовых вод: высокие положительные значения коэффициентов корреляции для вод коллекторов каменноугольного возраста свидетельствуют о том, что процесс метаморфизации продолжается на современном этапе геологического развития, а в водах коллекторов девонского возраста завершился (отсутствуют значимые коэффициенты корреляции).

Список литературы

1. Зингер А. С. Газогидрохимические критерии нефтегазоносности локальных структур : труды НВ НИИ геологии и геофизики / А. С. Зингер. – Саратов, 1966. – Вып. 5. – 157 с.
2. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / А. А. Карцев. – Москва : Недра, 1972 – 280 с.
3. Кулаков Н. В. Палеогидрогеологические условия формирования газонефтяных месторождений / Н. В. Кулаков. – Москва : Недра, 1964 – 194 с.
4. Машкович К. А. Геология и нефтегазоносность Саратовского Поволжья / К. А. Машкович, А. И. Храмой, С. П. Козленко ; под ред. К. А. Машковича. – Саратов : Изд-во Саратовского государственного университета, 1967. – 203 с.
5. Чистякова Н. Ф. Гидрогеохимические показатели условий формирования залежей углеводородов (на примере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна) / Н. Ф. Чистякова, М. Я. Рудкевич // Геология нефти и газа. – 1993. – № 5. – С. 26–32.

References

1. Zinger A. S. *Gazogidrokhimicheskie kriterii neftegazonosnosti lokalnykh struktur* [Gas-hydrochemical criteria of oil-and-gas content of local structures]. *Trudy NV NII geologii i geofiziki* [Works of Lower Volga research Institute Of Geology And Geophysics], Saratov, 1966, issue 5, 157 p.
2. Kartsev A. A. *Gidrogeologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Hydrogeology of oil and gas fields]. Moscow : Nedra, 1972, 280 p.
3. Kulakov N. V. *Paleogidrogeologicheskie usloviya formirovaniya gazoneftiynykh mestorozhdeniy* [Paleohydrogeological conditions of formation of gas-oil fields]. Moscow: Nedra, 1964, 194 p.
4. Mashkovich K. A., Khramoy A. I., Kozlenko S. P. *Geologiya i neftegazonosnost Saratovskogo Povolzhya* [Geology and oil-and-gas content of the Saratov Volga region]. Saratov : Publishing house of the Saratov State University, 1967, 203 p.
5. Chistyakova N. F., Rudkevich M. Ya. *Gidrogeokhimicheskie pokazateli usloviy formirovaniya zalezhey uglevodorodov (na primere Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseyna)* [Hydrogeochemical indicators of conditions of formation of deposits of hydrocarbons (on the example of the West Siberian oil-and-gas pool)]. *Geologiya nefii i gaza* [Oil and gas geology], 1993, no. 5, pp. 26–32.

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН
В ВОЛГО-АХТУБИНСКОМ МЕЖДУРЕЧЬЕ**

Алмамедов Ялчин Лачин оглы, аспирант

Астраханский государственный университет
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Фадеев Михаил Владимирович, студент

Астраханский государственный университет
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Основными проблемами, возникающими при проводке скважин до вскрытия продуктивных отложений, являются проблемы при проводке скважин в толще соленосных отложений пермского возраста. Строительство скважин в соленосных отложениях сопровождается многочисленными осложнениями, как в процессе прохождения неустойчивых глин, так и при бурении солей, а так же после их крепления обсадными колоннами. Выбор точки заложения структурной скважины и целесообразность ее бурения предлагается рассматривать при наличии проектных траекторий поисково-разведочных, а в дальнейшем и эксплуатационных скважин.

Ключевые слова: нефть, газ, геологоразведочные скважины, междуречье, миграция, соляной купол, отложения.

**GEOLOGICAL COMPLICATIONS WHEN DRILLING
PROSPECTING WELLS IN VOLGA-AKHTUBINSK ENTRE RIOS**

Almamedov Yalchin L.O., Post-graduate student

Astrakhan State University
1 Shaumyan sq., Astrakhan, Russian Federation, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

Fadeev Mikhail V., student

Astrakhan State University
1 Shaumyan sq., Astrakhan, Russian Federation, 414000
E-mail: geologi2007@yandex.ru

The main problems that arise in the wiring to the wells of productive deposits are problems with the wiring holes in the salt deposits of Permian age. Construction of wells in salt deposits is associated with numerous complications in the process of passing the unstable clay and drilling salts, as well as after their attachment casing. Choosing locations for structural borehole drilling and feasibility it is proposed to consider the presence of design paths of exploration, and in the future development wells. Primary tool designed to address these problems is a continuous multi-level geotechnical monitoring wells wiring, based on geological and hydrodynamic model of the field and followed by seismic and petrophysical control of the process. Analysis of the wells drilled in the adjacent areas in conjunction with the coming in monitoring of drilling data, allows you to select the optimum mud weight and pass the salt and Filippovskiy horizon, as well as to lower the casing. Results profilemetrii explain the reasons for the unstable state of the wellbore is isolated intervals breeds that are prone to stress. During drilling mud density specified and set its chemical treatment. Prior