



УДК 622.24.063

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕЛЬ-РАСТВОРА  
ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ГОРНЫХ ПОРОД  
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ  
НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF THE USE OF GEL-SOLUTION  
FOR DRILLING UNSTABLE ROCKS DURING THE CONSTRUCTION  
OF A PRODUCTION WELL ON THE PRIOBSKOYE FIELD**

**Диоманде Бле Хьюге**

аспирант кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
huguesdiomande@gmail.com

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** В статье рассмотрен вопрос о применении геля-раствора для бурения неустойчивых горных пород при строительстве эксплуатационной скважины на Приобском месторождении. Приведён композиционный состав промывочного геля-раствора. Показано, что с увеличением содержания глинозёма уменьшается водоотдача, но при этом ухудшаются реологические свойства. Описано влияние различных добавок на параметры геля-раствора и регулирование свойств промывочной жидкости добавками различного назначения. Сделан анализ влияния температуры на параметры геля-раствора и воздействия гипана на параметры геля-раствора.

**Ключевые слова:** композиционный состав промывочного геля-раствора; влияние различных добавок на параметры геля-раствора; регулирование свойств промывочной жидкости добавками различного назначения; глиноёмкость засолонённого геля-раствора; агрегативная устойчивость промывочной жидкости; влияние температуры на параметры геля-раствора; воздействие гипана на параметры геля-раствора.

**Diomande Ble Hugues**

Graduate Student of oil  
and gas engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
huguesdiomande@gmail.com

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of oil and  
gas engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** The article considers the use of a gel solution for drilling unstable rocks during the construction of a production well on the Priobskoye field. The composition of the washing gel solution is given. It is shown that with an increase in the alumina content, water loss decreases, but the rheological properties deteriorate. The effect of various additives on the parameters of the gel solution and the regulation of the properties of the washing liquid by additives for various purposes are described. An analysis is made of the effect of temperature on the parameters of the gel solution and the effect of hypane on the parameters of the gel solution.

**Keywords:** composition of the washing gel solution; effect of various additives on the parameters of the gel solution; regulation of the properties of the washing liquid with additives for various purposes; clay capacity of salted gel solution; aggregative stability of flushing fluid; effect of temperature on the parameters of the gel solution; effect of hypane on the parameters of the gel solution.

При строительстве скважин в условиях неустойчивых горных пород и солесодержащих пород к буровому раствору предъявляются более высокие требования. Он должен обладать ингибирующими и инкапсулирующими свойствами. В связи с этим разработка таких систем имеет очень большое значение.

Одним из направлений стабилизации глинистых отложений является создание новых композиций, предотвращающих диспергирование глины и укрепляющих её. При строительстве скважин в солесодержащих и неустойчивых глинистых породах предлагается промывочная жидкость, в состав которой входят крахмал, каустическая сода, жидкое стекло, поваренная соль, серноокислый алюминий. Жидкое стекло в составе бурового раствора для стабилизации глинистых отложений использовалось и ранее. Главным затруднением при его использовании является гидратная структура полимеров гидрата кремнезёма, которая активно взаимодействует с различными полимерами. Большая часть известных полимеров ускоряет и усиливает процессы полимеризации гидрата кремнезёма, другие реагенты



сами неустойчивы в растворах полимеризованного гидрата кремнезёма и при их контакте происходит их выделение в отдельную фазу, т.е. высаливание. Технологические осложнения буровых растворов, содержащих жидкое стекло, ограничивают их применение.

Задача предотвращения диспергирования глины при контакте бурового раствора с осыпающейся глиной сводится к поиску соединений, способных эффективно деполимеризовать полимерный гидрат кремнезёма в составе жидкого стекла. Такое сочетание позволит получить высокоэффективный буровой раствор и обеспечить стабилизацию глины в контакте с ним. Разрушение глины можно предотвратить путём создания гидратного полимера, способного скрепить частицы глины между собой. Одним из таких гидратных полимеров является полимерный гидрат кремнезёма или глинозёма. Приготовление промывочного гель-раствора требует строго определённого порядка введения компонентов. Хорошая совместимость компонентов позволяет иметь систему, параметры которой отвечают условиям бурения скважины (табл. 1).

**Таблица 1** – Композиционный состав промывочного гель-раствора

№№ п/п	Рецептура	Параметры растворов							
		$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	В, с	$\Phi$ , см <sup>3</sup> /30 мин.	СНС, дПа	толщина корки, мм	рН	суточный отстой	С, кг/м <sup>3</sup>
1	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> + + 25 % NaCl + 5 % глинозёма	1220	36	9	10/13	1	6	4	0,01
2	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> + + 25 % NaCl + 10 % глинозёма	1240	40	7,5	8/12	плёнка	4–5	0	0,0
3	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> + + 25 % NaCl + 15 % глинозёма	1270	44	6	2/4	плёнка	3	0	0,0
4	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> + + 25 % NaCl + 20 % глинозёма	1290	48	4	1/3	плёнка	3	0	0,0
5	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> + + 25 % NaCl + 25 % глинозёма	1310	52	3,5	0/4	плёнка	3	0	0,0
6	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> + + 25 % NaCl	1200	18	12	0/1	плёнка	10	–	–
7	1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> + + 5 % глинозёма	1070	84	23	41/45	3	7	–	–

Данная композиция была получена экспериментальным путём. Введение в оптимальных количествах соли сернокислого алюминия позволило получить стабильную гелеобразную систему достаточного удельного веса, лишённую твёрдой фазы и дающую кислую реакцию, в результате которой исключается пептизация и растворение выбуренных глинистых и галогенных пород и тем самым облегчается их удаление из промывочной жидкости на поверхности. Анализ данных таблицы 1 показывает обособленность применения очищенного глинозёма.

В случае отсутствия глинозёма (вариант 6) насыщение раствора поваренной солью вызывает потерю структуры и снижение вязкости. Среда даёт щелочную реакцию рН = 10. В случае отсутствия соли добавка глинозёма, являющегося полиэлектролитом, вызывает резкое повышение структурных параметров (вязкости и СНС) и увеличение показателя фильтрации. При этом имеет место незначительное образование геля за счёт реакции замещения глинозёма со щелочью. Только присутствие очищенного глинозёма и поваренной соли в указанных количествах в присутствии реагентов-стабилизаторов позволяет получить оптимальный вариант 1.

Реагент-стабилизатор состояния глины в стволе скважины должен действовать в два этапа в процессе взаимодействия глины с водой. Первым этапом является всасывание глиной воды; вторым этапом, лимитирующим процесс разрушения глины, является диспергирование гидратированных частиц глины. Нейтрализации процессов, происходящих на первом этапе, можно достичь, если создавать в водной структуре глины раствор внедрения углеводородов или углеводородных фрагментов какого-либо соединения. Это позволяет снизить скорость поступления воды в глину и повысить прочность структуры глины. Образование раствора внедрения в связанной воде глины гидрофобизирует её. При соблюдении гидравлической программы бурения это предотвращает образование сальников, не даёт возможности глинистому шламу диспергировать и переходить в раствор. Вторым важным этапом во взаимодействии воды с глиной является диспергирование частиц глины. Данный этап наступает после прохождения процессов набухания её силикагелевой оболочки и формирования гидратной воды. Добиться нейтрализации последствий от прохождения этого этапа можно только лишь путём создания в глине или с глиной нового гидратного полимера, способного скрепить частицы глины между собой.

Повышение прочности структуры по сравнению с вариантом 6 достигнуто за счёт гелеобразования, вызванного гидролизом хлоридов алюминия, образующихся в результате реакции обмена сернокислой соли с поваренной солью в водной среде. Гелеобразование приводит также к уменьшению



количества свободной воды, т.е. понижению фильтрации. Гель представляет собой студенистую аморфную массу молочно-белого цвета. Замечено, что при длительном состоянии покоя от геля отделяется вода, как и у глинистого раствора, но плотного осадка не образуется. Фильтрат раствора имеет кислую среду.

Как видно из таблицы 1, с увеличением содержания глинозёма уменьшается водоотдача, но при этом ухудшаются реологические свойства. Регулирование свойств промывочной жидкости может быть достигнуто добавкой в раствор глинистых и неглинистых материалов (барита, гипса, аскангеля, палыгорскита, бентонита). Исследования проводились на пресной и минерализованной артезианской воде (табл. 2 и 3).

**Таблица 2** – Влияние различных добавок на параметры гель-раствора

№№ n/n	Рецептура	Параметры растворов							
		ρ, кг/м <sup>3</sup>	В, с	Ф, см <sup>3</sup> /30 мин.	СНС, дПа	толщина корки, мм	рН	суточный отстой	С, кг/м <sup>3</sup>
1	исходный раствор 1 % NaOH + 3 % кр. + + 7 % Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> + 25 % NaCl + 5 % глинозёма	1220	36	9	10/13	1	6	4	0,01
2	раствор № 1 + 10 % бентонитовой глины	1290	64	8,5	36/41	2	8	5	0,01
3	раствор № 1 + 10 % константиновской глины	1260	50	18	6/9	2	6	7	0,01
4	раствор № 1 + 10 % гипса	1260	32	6	6/9	0,5	7	12	0,02
5	раствор № 1 + 10 % аскангеля	1270	40	5	3/5	0,5	6	24	0,05
6	раствор № 1 + 10 % константиновской глины + 5 % гипса	1280	44	7	5/10	плёнка	6	8	0,02

Примечание: вода артезианская, плотность 1010 кг/м<sup>3</sup>

**Таблица 3** – Регулирование свойств промывочной жидкости добавками различного назначения

№№ n/n	Рецептура	Параметры растворов							
		ρ, кг/м <sup>3</sup>	В, с	Ф, см <sup>3</sup> /30 мин.	СНС, дПа	толщина корки, мм	рН	суточный отстой	С, кг/м <sup>3</sup>
1	исходный раствор 1 % NaOH + 3 % кр. + + 7 % Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> + 25 % NaCl + 5 % глинозёма	1280	32	9	4/6	плёнка	6	8	0,01
2	раствор № 1 + 10 % бентонитовой глины	1270	40	6	1/4	0,5	5	10	0,01
3	раствор № 1 + 10 % константиновской глины	1310	36	4	1/3	1	6	оседание глины	оседание глины
4	раствор № 1 + 10 % гипса	1260	44	12	9/18	2	5	6	0,02
5	раствор № 1 + 10 % аскангеля	1290	76	5	10/11	1	5	6	0,02

Результаты экспериментов показали, что реологические и фильтрационные свойства раствора в значительной степени зависят от вида наполнителя и состава воды. Если в гель-растворах, приготовленных на пресной воде, например, бентонитовая глина повышает прочность структуры, а аскангель значительно снижает СНС и водоотдачу, то в гель-растворах, приготовленных на минерализованной хлормagneйной воде, наоборот, бентонит уменьшает, а аскангель увеличивает СНС, сохраняя низкими значения водоотдачи. Опыты проводились на артезианской воде следующего состава: Cl<sup>-</sup> – 49,02 %; SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> – 0,27 %; HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> – 5,6 %; Ca<sup>2+</sup> – 5,68 %; Mg<sup>2+</sup> – 18,3 %; Na<sup>+</sup> + K<sup>+</sup> – 26,02 %.

Содержание глинозёма обеспечивает получение стабильной системы с высокими ингибирующими свойствами по отношению к пластовой глине и глинистым породам.

Лабораторные исследования стойкости образцов к пластовой глине и соли в предлагаемых растворах показали высокое ингибирующее действие жидкости. Например, многодневная выдержка образцов в растворе с периодическим прогревом до 90–95 °С не нарушила их целостности: образцы сохранили форму, размеры и вес. Характерно, что поверхность образца глины покрылась тонкой гелеобразной защитной плёнкой, очевидно, явившейся результатом обменного процесса и образования полурасстворимого коллоида Al(OH)<sub>3</sub> и инертной соли CaSO<sub>4</sub>. Образцы пластовой соли в насыщенном водном растворе поваренной соли за то же самое время выдержки полностью разрушились.



С целью определения агрегативной устойчивости промывочной жидкости проводились исследования глиноёмкости раствора (табл. 4). Фракционный состав глинистого материала, добавляемого в гель-раствор, – до 0,25 мм.

**Таблица 4** – Глиноёмкость засолонённого гель-раствора

№№ п/п	Рецептура	Параметры растворов					
		ρ, кг/м <sup>3</sup>	T, °C	V, см <sup>3</sup> /30 мин.	СНС, дПа	толщина корки, мм	pH
1	исходный раствор 1 % NaOH + 3 % кр. + + 7 % Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> + 25 % NaCl + 5 % глинозёма	1220	36	9	10/13	1	6
2	раствор № 1 + 1 % пластовой глины	1230	38	8	13/17	0,5	6–7
3	раствор № 1 + 3 % пластовой глины	1240	40	6,5	18/21	0,5	7
4	раствор № 1 + 5 % пластовой глины	1250	44	5	23/29	0,5	7–8
5	раствор № 1 + 10 % пластовой глины	1280	48	4,5	25/31	0,5	8
6	раствор № 1 + 20 % пластовой глины	1320	52	4,5	35/39	1	8–9

Как показывает таблица 4, значительное насыщение гель-раствора пластовой тонкодисперсной глиной не вызывает ухудшения его свойств, и, наоборот, имеет место предельно допустимое повышение структурных показателей и снижение водоотдачи.

Проведён анализ влияния температуры на параметры гель-раствора. Исследовалась термостойкость гель-раствора при температуре 25, 50 и 75 °C. Замеры параметров безглинистого гель-раствора проводились в горячем и охлаждённом состоянии.

Испытывались растворы с содержанием глинозёма 5 и 25 %, поваренной соли – 25 % (табл. 5).

**Таблица 5** – Влияние температуры на параметры гель-раствора

Температура	90 °C	охлаждение до 20 °C	75 °C	охлаждение до 20 °C	50 °C	охлаждение до 20 °C	25 °C	охлаждение до 20 °C	20 °C
Параметры раствора	для солёного раствора с 5 % глинозёма								
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1210	1220	1230	1230	1230	1230	1220	1220	1220
Вязкость, с	18	22	24	32	28	36	38	30	36
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин.	40/3	37	31	19	20	8	12	8	8
СНС, дПа	2/5	4/6	3/5	3/5	2/4	2/3	0/1	0/1	10/13
Параметры раствора	для солёного раствора с 5 % глинозёма								
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1330	1300	1310	1300	1300	1300	1290	1300	1310
Вязкость, с	25	36	29	40	37	48	47	50	52
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин.	40/2	40/15	40/15	39	11	6	4	3,5	3,4
СНС, дПа	5/6	5/6	4/6	4/5	3/5	3/5	2/4	0/1	0/4

Из данных таблицы видно, что с повышением температуры показатели раствора ухудшаются – значительно повышается водоотдача. Чтобы повысить термостойкость гель-раствора, его обрабатывают гипаном. Если водоотдача гель-раствора при температуре 90 °C была больше 40 см<sup>3</sup> за 30 минут, то после обработки гипаном она снижается до 9 см<sup>3</sup> (табл. 6).

**Таблица 6** – Воздействие гипана на параметры гель-раствора

№№ п/п	Рецептура	Параметры растворов			
		ρ, кг/м <sup>3</sup>	T, °C	V, см <sup>3</sup> /30 мин.	СНС, дПа
1	исходный раствор 1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> + + 25 % NaCl + 5 % глинозёма (T = 22 °C)	1220	36	8	10/13
2	исходный раствор 1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> + + 25 % NaCl + 5 % глинозёма (T = 90 °C)	1210	18	40/3	2/5
3	исходный раствор 1 % NaOH + 3 % кр. + 7 % Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> + + 25 % NaCl + 5 % глинозёма + 2 % гипана (T = 22 °C)	1220	36	9	6/7

Однако следует отметить, что гель-раствор поддается обработке гипаном при содержании глинозёма в растворе не более 10 %. В противном случае, т.е. при увеличении содержания глинозёма, гипан сворачивается и не даёт эффекта.



Таким образом, солёный гель-раствор ( $\text{NaCl}$  до 25 %) с минимальным содержанием глинозёма (5–10 %) может быть применён для разбуривания неустойчивых горных пород при температурах до 75 °С, а при более высокой температуре раствор требует обработки гипаном. Термостойкость пресного гель-раствора составляет 110–125 °С.

Анализ исследований активности гель-раствора крепящего действия на образцах трубной стали и алюминиевого сплава показало, что солёный промывочный гель-раствор, имеющий предельно высокое количество  $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ , без ингибирования можно применять только при работе стальными бурильными трубами. Однако пресный гель-раствор, содержащий минимальное количество серноокислого алюминия (5 %), допускает работу на ЛБТ без ингибирования.

### Выводы

- промывочный гель-раствор по своим параметрам удовлетворяет требованиям бурения глубоких скважин, разрез которых представлен глинистыми, сульфатными, песчаными и солесодержащими породами;
- промывочный гель-раствор обладает некоторыми характерными особенностями: 1) позволяет отказаться от наполнителя; 2) в результате изменения количества соли и очищенного глинозёма регулирует водоотдачу, вязкость и плотность в пределах 1200–1300 кг/м<sup>3</sup>;
- оказывает крепящее действие на глинистые и галоидные горные породы;
- предварительные исследования показали возможность применения гель-раствора без ингибиторов при работе стальными бурильными трубами, а трубами из лёгкого сплава – только в случае если содержание серноокислого алюминия в растворе не превышает 5–7 %;
- промывочный гель-раствор на основе очищенного глинозёма можно рекомендовать для бурения скважин с температурой до 125 °С.

### Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
3. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
8. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
10. Нечаева О.А., Живаева В.В. Изучение параметров гель-раствора для бурения солесодержащих и неустойчивых горных пород // Бурение и нефть. – 2009. – № 10. – С. 33–35.
11. Нечаева О.А., Живаева В.В. Изучение свойств малоглинистого полимерного раствора на основе МФ-17 для бурения неустойчивых горных пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 9. – С. 28–32.
12. Савенок О.В. Разработка и совершенствование специальных тампонажных составов для предупреждения и ликвидации осложнений при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин : дисс. ... канд. техн. наук. – Краснодар : ОАО «НПО «Бурение», 2002. – 198 с.
13. Савенок О.В., Тепе Джонатан Бегре. Проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для Приобского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 258–265.
14. Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Гайдаров М.М.-П. К вопросу об устойчивости глинистых пород // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2014. – № 5. – С. 22–32.

### References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents during construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
3. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the construction of oil and gas wells : a training manual for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.



4. Bulatov A.I. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – V. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – V. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual: in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – V. 1–4.
8. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geoinformatics of Oil and Gas Wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling flushing fluids : a manual. – Novochoerkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
10. Nechaeva O.A., Zhivaeva V.V. Investigation of Gel-Solution Parameters for Drilling of Saline and Unstable Rocks // Drilling and Oil. – 2009. – № 10. – P. 33–35.
11. Nechaeva O.A., Zhivaeva V.V. Properties study of the small-scale polymer solution on the basis of MF-17 for drilling of the unstable rocks // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2009. – № 9. – P. 28–32.
12. Savenok O.V. Development and improvement of special plugging compositions for prevention and elimination of complications during drilling and operation of oil and gas wells: dissertation for the degree of candidate of technical sciences. – Krasnodar : JSC NPO Burenie, 2002. – 198 p.
13. Savenok O.V., Tepe Jonathan Begre. Designing of drilling mud recipes by intervals of drilling for Priobskoye mesto-birth // Bulatovskie readings. – 2018. – V. 3. – P. 258–265.
14. Khubbatov A.A., Gaidarov A.M., Norov A.D., Gaidarov M.M.-R. To a question about the clay rocks stability // NEFTEGAZ territory. – 2014. – № 5. – P. 22–32.