

УДК 622.276.4; 622.276.6

Водоизолирующие глинодержащие композиции с регулируемыми характеристиками набухания

Г.М. Панахов, д.т.н.¹,Э.М. Аббасов, к.т.н.¹,В.Д. Балакчи²¹Институт математики и механики,²Институт нефти и газа

e-mail: eldarab@gmail.com

Ключевые слова: бентонитовая глина, набухание, изоляция, вытеснение, щелочь, пористая среда, проницаемость.

DOI.10.37474/0365-8554/2020-8-27-33

Şişmə xüsusiyyətləri tənzimlənən su təcridedici gil tərkibli kompozisiyalar

Q.M. Panahov, t.e.d.¹, E.M. Abbasov, t.e.n.¹, V.D. Balakçı²¹Riyaziyyat və Mexanika İnstitutu,²Neft və Qaz İnstitutu**Açar sözlər:** bentonit gili, şişmə xüsusiyyəti, təcrid, sıxışdırma, qələvi, məsaməli mühit, keçiricilik.

Məqalədə bentonit giliyin qələvi məhlullarında şişmə dinamikasının tədqiqat nəticələri verilmiş, onların struktur xarakteristikaları və xassələrinin dəyişməsinin istismar və vurucu quyularında yüksək keçiricilikli intervallın təcridedici kompozisiyaların formalaşmasını təmin edən yeni üsul təklif edilmişdir.

Laboratoriya sınaqlarının nəticələri gil minerallarının susuzlaşdırılmış qələvinin suda məhlulları ilə qarşılıqlı təsir zamanı şişmə tempinin qeyri-xəttiyyəti alınmışdır.

Laylarda yüksək keçiricilikli intervallın izolyasiyası və su qəbul profilinin tənzimləmə üsullarının əsaslarının işləməsində lazımı parametrlərin seçilməsinə bu tədqiqatların vacibliyi və digər təcridedici tərkiblərdən daha effektiv olduğu eksperimental təsdiqlənmişdir.

Water-isolating clay-containing compositions with adjustable swelling characteristics

G.M. Panahov, Dr. in Tech. Sc.¹, E.M. Abbasov, Cand. in Tech. Sc.¹, V.D. Balakchi²¹Institute of Mathematics and Mechanics,²Institute of Oil and Gas**Keywords:** bentonite clay, swelling, isolation, displacement, alkali, porous medium, permeability.

The study results of swelling characteristics of bentonite in water solutions of alkali is presented and a new method providing the changes in structural characteristics and properties for formation of blocking compositions in water-saturated intervals in producing and injection wells proposed.

The results of laboratory experiments justified the changes of clay minerals properties in the interrelation with water solutions of sodium carbonate and non-linear nature of changing rate of swelling characteristics.

Observed effects serve the essential for a new method of isolation of high-permeability intervals and treatment of bottomhole zone, as well as the methods of water smoothing of input profile with water impact on the field.

Поздний этап разработки месторождения характеризуется высоким обводнением продукции скважин. Это связано с наличием высокопроницаемых промытых зон, через которые преимущественно фильтруется закачиваемая вода без существенного вовлечения в процесс вытеснения флюида из менее проницаемых участков и прослоев. В целях вовлечения в активную разработку иммобильных запасов нефти широко применяются физико-химические методы, основанные на повышении сопротивления фильтрации в обводненных зонах. К такого рода методам относятся технологии отклонения потока, в которых извлечение нефти увеличивается за счет блокирования основных водопроницаемых каналов.

Большинство предлагаемых способов и композиций блокирования высокопроницаемых пропластков основаны на закачке в коллектор органических продуктов в жидком состоянии, которая осуществляется через нагнетательные или эксплуатационные скважины, и получение, после определенного периода времени (часов или суток), гелевой системы, обеспечивающей постоянную частичную или полную блокировку наиболее проницаемых слоев пластов [1]. Таким образом, создаются условия для перенаправления закачиваемой воды в зоны пласта, содержащие остаточные запасы углеводородов. Такие блокирующие композиции, закачиваемые отдельными порциями, широко известны как “водонизолирующие составы”. Ограничение водопритоков в добывающих скважинах также осуществляют закачкой в призабойную зону полимер-дисперсных систем, в которых в качестве диспер-

ной фазы используется глина, древесная мука, а дисперсионной средой служит раствор полимера [2]. Завкачка в нагнетательные скважины полимер-дисперсионной суспензии, как показывают лабораторные эксперименты и промышленная практика, во многих случаях не только не ухудшает процесс нефтевытеснения, но и может привести к негативным последствиям, так как глинистая суспензия или древесная мука проникают не только в обводнившиеся высокопроницаемые пласты, но и снижают проницаемость нефтенасыщенных пропластков в результате коагулирующих эффектов.

При селективном блокировании высокопроницаемых интервалов пласта используется водоизолирующая композиция, в которой проявляются флокулирующие свойства глинистых частиц полимер-дисперсионных составов (ПДС) [3–5]. В исследованиях блокирующего эффекта полимер-глинистых суспензий основу наблюдаемых эффектов составляет механизм взаимодействия компонентов системы друг с другом [2, 6]. Однако следует учитывать, что движение полимерного раствора в пласте сопровождается адсорбцией и механическим удержанием макромолекул ПАА на поверхности каналов фильтрации, что приводит к снижению концентрации раствора и, как следствие, к снижению эффективности изолирующих свойств таких систем.

Целый ряд работ посвящен композициям, направленным на селективную изоляцию обводнившихся пропластков [7, 8]. Такие композиции содержат в своем составе полиакриламид, формальдегид, бентонитовый порошок и воду. Ввиду слабоязыренного вязкоупругих свойств при завкачке в призабойную зону неоднородных нефтяных пластов такие составы поступают, в основном, в высокопроницаемые интервалы.

Входящие в состав композиций бентонитовые глины состоят в основном из минералов монтмориллонитовой глины и используются в промышленности благодаря широкому спектру свойств набухания, проявляющихся в различных термобарических условиях [9, 10]. Их применение зависит от специфических особенностей, которые непосредственно связаны с типом бентонита, о котором идет речь: он представлен в основном, в трех типах – в виде натриевого, кальциевого или поликатионного бентонита в зависимости от того, какой катион более распространен в их межслойном

строении. Натриевые бентониты часто обладают ярко выраженными практическими характеристиками, что дает возможность применять их в различных промышленных процессах [11, 12]. Свойства набухания и катионного обмена, например, особенно важны в процессах, использующих взаимозаменяемые катионы из межслойного пространства монтмориллонитов, непосредственно влияющих на технологические эффекты в водоизоляционных способах блокирования высокопроницаемых интервалов пласта [3, 13].

Катионообменной способностью способствует наличие межслойных катионов натрия, так как он легче обменивается (кроме Li⁺), потому что наибольшая мощность гидратации и меньшая валентность снижают прочность связи с поверхностью глинистого минерала [9]. Характеристика набухания в водных суспензиях обусловлена моновалентностью Na⁺, которая позволяет адсорбировать несколько молекул воды, тем самым разделяя пластинчатые слои и увеличивая начальный объем [1, 14].

Технологический метод, способствующий улучшению и контролю естественных характеристик глинистых минералов, так называемый способ щелочной активации является одним из эффективных методов регулирования характеристик набухания. Такие процессы основаны на обменных реакциях между межслойными ионами Ca₂₊ из смектитовых глинистых минералов и ионами Na⁺, присутствующими в физиологическом растворе [9, 10, 12]. Эта химическая реакция является стехиометрической, т.е. гидратированные полуобильные ионы из кристаллического твердого тела обмениваются, эквивалентно, аналогичными зарядовыми ионами [14].

Щелочной раствор существенно влияет на набухаемость глинистых минералов, так как содержание монтмориллонита уменьшается с увеличением концентрации раствора Na₂CO₃ и времени реакции в закрытой среде. Однако скорость растворения монтмориллонита замедляется при уменьшении концентрации ионов OH⁻ в бентоните. Деформация набухания бентонита также уменьшается с увеличением концентрации Na₂CO₃ и времени реакции. Коэффициент пустотности при насыщении образцов, растворенных в том же растворе, за то же время реакции может быть выражен модулем фрактального набухания $e = k_p D_s^{D-3}$. Фрактальная размерность D_s , незначительно уве-

личивалась с увеличением времени реакции и концентрации раствора Na₂CO₃ из-за появления следов растворения на поверхности [15]. В минералах с неподвижной кристаллической структурой происходит химическая адсорбция катионов металлов из заквашиваемой воды на поверхности минерала с замещением потенциальнопроделяющих катионов [13].

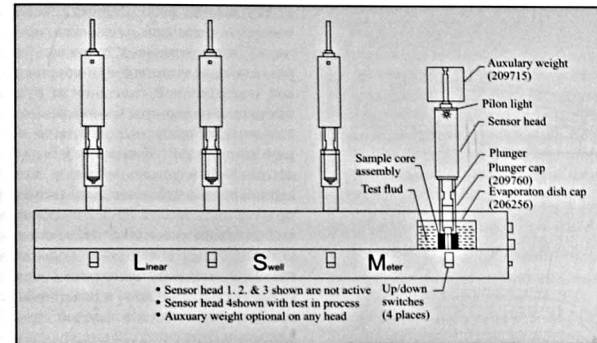


Рис. 1. Линейный измеритель набухания глины

В представленной статье приведены результаты исследований характеристик набухаемости бентонита в водных растворах соли угольной кислоты, оценивая изменения их структурных характеристик и свойств для формирования блокирующих композиций в водонасыщенных интервалах добывающих и нагнетательных скважин [16].

Экспериментальные исследования по набухаемости глин (бентонит) проводились на приборе LSM 2100 (линейный измеритель набухания). Модель включает в себя систему автоматического измерения, компактор (уплотнитель) и программное обеспечение (рис. 1) [17].

Для сравнения замеры были осуществлены также на пресной воде. Результаты набухаемости глины при различных концентрациях водных растворов кальцинированной соды приведены на рис. 2, а. Как видно из рисунка изменение набухаемости глины в зависимости от концентрации Na₂CO₃ носит нелинейный характер. Значения набухаемости раствора щелочи, приготовленной на пресной воде при концентрациях карбоната натрия 0.5–1.0 %

меньше, чем в растворах, приготовленных на пресной воде. И наоборот, при больших значениях концентрации растворов карбоната натрия (2–10 %) набухаемость глин выше, чем в растворах, приготовленных на пресной воде.

Во второй серии экспериментов опыты проведены на растворах карбоната натрия, приготовленных на дистиллированной воде при

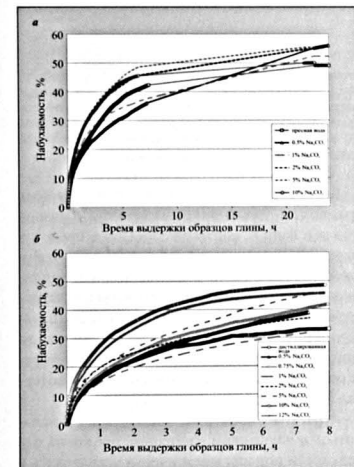


Рис. 2. Набухаемость глины при различных концентрациях водных растворов Na₂CO₃, приготовленных на пресной (а) и дистиллированной (б) воде

различных значениях концентрации $C = 0.5; 0.75; 1; 2; 5; 10; 12\%$. При этом графики зависимости набухаемости глины от концентрации раствора даны на рис. 2, б.

Динамика набухания раствора Na_2CO_3 в зависимости от концентрации при различных временах выдержки образцов в щелочных растворах, приготовленных на пресной и дистиллированной воде, приведена на рис. 3.

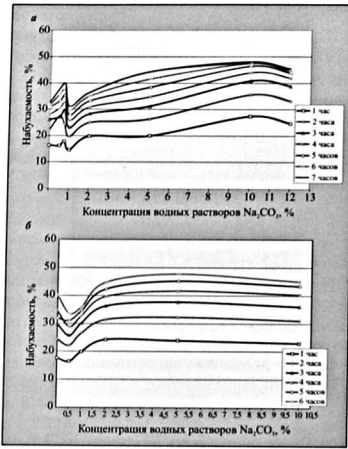


Рис. 3. Динамика набухания глинистых навесок в растворах Na_2CO_3 различной концентрации, приготовленных на пресной (а) и на дистиллированной (б) воде при различных временах выдержки образцов

Как показали проведенные опыты, во всех временных диапазонах выдержки образцов глины в водных растворах Na_2CO_3 в пределах значений концентраций $0.5\text{--}1.0\%$ темп набухаемости глины уменьшается, а при увеличивающихся концентрациях возрастает и характер зависимости приобретает нелинейный вид (рис. 4). Наблюдаемый эффект может служить основой для применения контролируемого режима блокирования водопроницаемых интервалов по простиранно пласта.

Агрегаты глинистых частиц могут находиться в подвижном состоянии, оседая на поверхности пор или механически улавливаясь в узких поровых каналах, существенно изменяя свойства пористых материалов [9, 12, 14, 16].

Поэтому образование агрегатов в пласте на стенках порового канала и в свободном пространстве пор способствует локальному увеличению сопротивления потоку за счет сужения и частичного или полного блокирования отдельных поровых каналов, что в свою очередь приводит к изменению направлений фильтрационного потока и к увеличению охвата пласта заводнением.

Результаты лабораторных экспериментов позволили основной разработкой методов изоляции водопритоков в скважине, лишенных указанных недостатков при сохранении высокой изоляционной способности и прочности создаваемого барьера. С этой целью были поставлены лабораторные опыты по исследованию композиций, обладающих более высокой прочностью и устойчивостью к воздействию водной среды, что позволяет закачивать их по простиранно пласта на необходимое расстояние от ствола скважины, т.е. создавать блокирующий барьер значительно большей мощности. При этом набухание глин в композитной смеси происходит лишь в пластовых условиях при контакте с пластовой водой, что приводит к резкому снижению проницаемости порового пространства призабойной зоны, препятствуя тем самым вымыванию композиции за счет межпластовых перетоков или перетоков внутри самого изолируемого объекта. Приготовленные составы производятся путем подачи сухого композиционного состава, состоящего из бентонитовой и щелочной (Na_2CO_3) смеси в поток нагнетаемой воды, последующего нагнетания образующей композиции в призабойную зону скважины и проталкивания её по пласту.

Приготовленная таким образом композиция фильтруется преимущественно в высокопро-



Рис. 4. Темп набухаемости образцов глины в водных растворах Na_2CO_3 при различных временах выдержки в зависимости от концентрации карбоната натрия

нищаемом промывом пропластке, обеспечивая тем самым блокирование дренируемых зон. В результате уменьшается подвижность жидкости и обеспечиваются условия перенаправления закачиваемой вслед воды по слабопроницаемым зонам пласта с остаточными запасами углеводородов, более эффективно вытесняя остаточную нефть.

В процессе экспериментов определялась тампонирующая способность в искусственных образцах модели водонасыщенной пористой среды диаметром 0.032 м и длиной 1 м . Пористость искусственной фильтрационной модели составила 30% , пористый объем – 320 см^3 .

С целью сравнения эффективности изолирующих свойств исследуемых композиций на вход модели поочередно подавались равные объемы полимер-дисперсной системы и предлагаемой глиносодержашей композиции, приготовленной на водном растворе кальцинированной соды 5% -ой концентрации. При приготовлении композиций в каждом случае принималось одинаковое процентное содержание глинопорозка – 50% масс. Алгоритм исследования состоял в следующем: с целью оценки гидродинамического состояния пористой среды производилось снятие кривых восстановления давления (КВД) после закачки порций блокирующего растворов. При исследовании изолирующей способности велось сравнение показателей восстановления давления на модели пористой среды: насыщенной водой (рис. 5, кривая 1); после закачки порций полимер-дисперсной системы в объеме 5% и 10% $V_{\text{пор}}$ (рис. 5, кривые 2 и 3); после прокачки глино-щелочной композиционной смеси в аналогичных объемах на вход модели пласта (рис. 5, кривые 4 и 5).

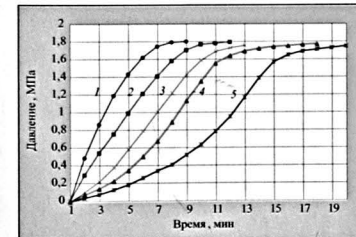


Рис. 5. Динамика восстановления давления в зависимости от объема нагнетаемой композиции: 1 – на пресной воде; 2, 3 – после закачки полимер-дисперсной системы; 4, 5 – после закачки раствора глино-щелочной смеси

Как видно из приведенных данных, использование в качестве изолирующей композиции глиносодержашей смеси свидетельствует о преимущественных изолирующих свойствах предлагаемой глино-щелочной смеси и существенном снижении фильтрационных характеристик среды по мере продвижения блокирующей композиции в модели. Таким образом, результаты экспериментов говорят о более высокой эффективности исследуемого способа.

По результатам лабораторных исследований подвижность воды после обработки пористой среды композитной системой на щелочной основе снижается в 24 раза по сравнению с закачкой блокирующего раствора, приготовленного на дистиллированной или пресной воде. При этом, остаточный фактор сопротивления увеличивается с повышением коэффициента проницаемости породы.

Вывод

Проведенные исследования показали, что во всех временных диапазонах выдержки образцов в водных растворах Na_2CO_3 в пределах значений концентраций $0.5\text{--}2.0\%$ преходит снижение темпа набухаемости бентонитовой глины, а увеличение концентрации растворов ведет к нелинейному характеру темпа изменения набухаемости.

Экспериментально выявленные эффекты показали, что темп набухания бентонитовой глины в реакции с раствором кальцинированной соды Na_2CO_3 меньше, чем набухаемость глин, предварительно насыщенных пресной водой.

Полученные экспериментальные результаты недостаточно полно отражающие изменение свойств глинистых минералов при взаимодействии с водными растворами щелочей, следует учитывать при разработке методов водного воздействия на пласт, способов изоляции высокопроницаемых интервалов и обработки призабойной зоны пласта. Результаты экспериментальных исследований актуальны также при выборе водной основы для приготовления глинистых промывочных жидкостей.

Список литературы

1. US2013/0317135 A1; US20180265764A1. Water shut-off method for porous formations, 2018.
2. Газизов А.А. Регулирование заводнения неоднородных нефтяных залежей с применением осадкообразующих технологий: автореф. дис. ... д-ра техн. наук / Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2004, 44 с.
3. Дурягин В.И. Разработка неорганического водозоляционного состава на основе силиката натрия для низкопроницаемых неоднородных коллекторов / В.И. Дурягин, К.В. Стрижев // Нефтегазовое дело, 2014, № 1, с. 14-29. URL: http://www.ogbus.ru/authors/DuryaginVN/DuryaginVN_1.pdf
4. Brilliant L.S., Kozlov A.I., Ruchkin A.A., Ostipov M.L., Sharifullin F.A., Tsykin I.V. Soвершенствование технологии ограничения водопритока в скважинах Самотлорского месторождения (Improvement water shut off technology in wells of Samotlor oilfield) // Нефтяное хозяйство – Oil Industry, 2000, Issue 9, pp. 72-75.
5. Makarevich A.V., Pysenkov V.G., Lyymar' I.V. et al. Reagent «OVP-1» – применение в технологических ограничениях водопритока и повышении нефтеотдачи пластов (Reagent "ORP-1" – application in water shut-off technology and enhanced oil recovery). Нефтепромысловое дело, 2008, Issue 2, pp. 26-30.
6. Lyymar I.V., Gulevich V.V., Demyanenko N.A., Makarevich A.V., Pysenkov V.G. Sovremennye tehnologii ogranicheniya vodopritoka, primenyemye v neflyanykh zalezakh mestorozhdenii Respubliki Belarus (Modern water shut-off technologies, used in oil fields of Belarus). Proceedings of scientific conference GEOPETROL-2008 (16-20 September 2008). Krakov, 2008, pp. 745-752.
7. SU 1716091 A1, E 21 B33/138. Состав для селективной изоляции обводнившихся пропластков / И.Н. Поройко, Е.М. Данилев, Г.А. Лесовой, Д.Н. Поройко, 1992.
8. Пат. РФ RU 2313558 C1, C09K 8/44. Состав для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и селективной изоляции воды в добывающих скважинах / А.Г. Телин, Т.А. Исмагилов и др.
9. Honty M., De Craen M., Wang L., Madejová J., Czimerová A., Pentrik M., Striček I., Van Geet M. The effect of high pH alkaline solutions on the mineral stability of the Boom Clay – Batch experiments at 60 °C // Applied Geochemistry volume 25, issue 6, P825-840 2010 DOI: 10.1016/j.apgeochem.2010.03.002.
10. Jeane A. Rosário, Laura A. Silva, Gabriel B. G. Moura et al. Influence of Alkaline Activation Over Swelling and Cation Exchange Capacity on Bentonites // Seventh International Latin American Conference on Powder Technology, November 08-10, Atibaia, SP, Brazil, pp. 1308-1313.
11. Мирзоджанжиде А.Х. Вопросы гидродинамики вязкопластичных и вязких жидкостей в нефтедобыче. – Баку: Азнефтегаз, 1959, с. 409.
12. Heikola T., Kumpulainen S., Vuorinen U., Kiviranta L. and Korkeakoski P. Influence of alkaline (pH 8.3-12.0) and saline solutions on chemical, mineralogical and physical properties of two different bentonites // Clay Minerals, (2013) 48, 309-329. 10.1180/claymin, 2013, 048.2.12.
13. Панатов Г.М., Аббасов Э.М., Юзбашиева А.О., Балакчи В.Д. Особенности набухания глин в растворах электролитов // Нефтепромысловое дело, 2019, № 4, с. 94-109. (<http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2019-4-93-109>)
14. Llorente I., Fajardo S., Bastidas J.M. Applications of electrokinetic phenomena in materials science // J Solid State Electrochem (2014) 18:293–307 DOI 10.1007/s10008-013-2267-0.
15. Geylami M. Panahov, Eldar M. Abbasov, Afet O. Yuzbashiyeva, Vusale J. Balakchi Clay swelling characteristics in electrolyte solutions // Abstracts of International Conference "Modern Problems of Mathematics and Mechanics" devoted to the 60th anniversary of the Institute of Mathematics and Mechanics, 23-25 October, 2019, Baku, Azerbaijan, pp. 418-420.
16. Pat. AZ I № a 2019/0119. Laylarda yuksakkecirirlikli intervallarnı təcrid edilməsi və qəbul etmə profilinin nizamlanması üçün quru qarışıq tərkib / G.M. Panahov, E.M. Abbasov.
17. Manual No. 102114531, Revision E Instrument No. 102123383. Linear Swell Meter, Model 2100 Instruction Manual.

References

1. US2013/0317135 A1; US20180265764A1. Water shut-off method for porous formations, 2018.
2. Gazizov A.A. Regulirovanie zavodneniya neodnorodnykh neflyanykh zalezhey s primeneniem osadkoobrazuyuschikh tekhnologii: avtoref. dis. ... d-ra tekhn. nauk / Ufimskiy gosudarstvennyy neflyanoy tekhnicheskoy universitet. – Ufa, 2004, 44 s.
3. Duryagin V.N. Razrabotka neorganicheskogo vodozolyatsionnogo sostava na osnove silikata natriya dlya nizkopronitsaemykh neodnorodnykh kollektorov / V.N. Duryagin, K.V. Strizhev // Neftegazovoe delo, 2014, No 1, s. 14-29. URL: http://www.ogbus.ru/authors/DuryaginVN/DuryaginVN_1.pdf
4. Brilliant L.S., Kozlov A.I., Ruchkin A.A., Ostipov M.L., Sharifullin F.A., Tsykin I.V. Soвершенствование технологии ограничения водопритока в скважинах Самотлорского месторождения (Improvement water shut off technology in wells of Samotlor oilfield) // Нефтяное хозяйство – Oil Industry, 2000, issue 9, pp. 72-75.
5. Makarevich A.V., Pysenkov V.G., Lyymar' I.V. et al. Reagent "OVP-1" – применение в технологических ограничениях водопритока и повышении нефтеотдачи пластов (Reagent "ORP-1" – application in water shut-off technology and enhanced oil recovery). Нефтепромысловое дело, 2008, issue 2, pp. 26-30.
6. Lyymar I.V., Gulevich V.V., Demyanenko N.A., Makarevich A.V., Pysenkov V.G. Sovremennye tehnologii ogranicheniya vodopritoka, primenyemye v neflyanykh zalezakh mestorozhdenii Respubliki Belarus (Modern water shut-off technologies, used in oil fields of Belarus). Proceedings of scientific conference GEOPETROL-2008 (16-20 September 2008). Krakov, 2008, pp. 745-752.
7. SU 1716091 A1, E 21 B33/138. Состав для селективной изоляции обводнившихся пропластков / И.Н. Поройко, Е.М. Данилев, Г.А. Лесовой, Д.Н. Поройко, 1992.
8. Patent RFRU 2313558 C1, C09K 8/44. Состав для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и селективной изоляции воды в добывающих скважинах / А.Г. Телин, Т.А. Исмагилов и др.
9. Honty M., De Craen M., Wang L., Madejová J., Czimerová A., Pentrik M., Striček I., Van Geet M. The effect of high pH alkaline solutions on the mineral stability of the Boom Clay – Batch experiments at 60 °C // Applied Geochemistry volume 25, issue 6, P825-840 2010 DOI: 10.1016/j.apgeochem.2010.03.002.
10. Jeane A. Rosário, Laura A. Silva, Gabriel B. G. Moura et al. Influence of Alkaline Activation Over Swelling and Cation Exchange Capacity on Bentonites // Seventh International Latin American Conference on Powder Technology, November 08-10, Atibaia, SP, Brazil, pp. 1308-1313.
11. Mirzodjanjide A.Kh. Voprosy gidrodinamiki vyzkoplachichnykh i vyzakikh zhidkostey v nefteoboyche. – Baku: Azneftegaz, 1959, 409 s.
12. Heikola T., Kumpulainen S., Vuorinen U., Kiviranta L. and Korkeakoski P. Influence of alkaline (pH 8.3-12.0) and saline solutions on chemical, mineralogical and physical properties of two different bentonites // Clay Minerals, (2013) 48, 309-329. 10.1180/claymin, 2013, 048.2.12.
13. Panahov G.M., Abbasov E.M., Yuzbashiyeva A.O., Balakchi V.D. Osobennosti nabukhaniya glin v rastvorakh elektrolitov // Neftepromyslovoe delo, 2019, No 4, s. 94-109. (<http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2019-4-93-109>)
14. Llorente I., Fajardo S., Bastidas J.M. Applications of electrokinetic phenomena in materials science // J Solid State Electrochem (2014) 18:293–307 DOI 10.1007/s10008-013-2267-0.
15. Geylami M. Panahov, Eldar M. Abbasov, Afet O. Yuzbashiyeva, Vusale J. Balakchi Clay swelling characteristics in electrolyte solutions // Abstracts of International Conference "Modern Problems of Mathematics and Mechanics" devoted to the 60th anniversary of the Institute of Mathematics and Mechanics, 23-25 October, 2019, Baku, Azerbaijan, s. 418-420.
16. Pat. AZ I № a 2019/0119. Laylarda yuksakkecirirlikli intervallarnı təcrid edilməsi və qəbul etmə profilinin nizamlanması üçün quru qarışıq tərkib / G.M. Panahov, E.M. Abbasov.
17. Manual No. 102114531, Revision E Instrument No. 102123383. Linear Swell Meter, Model 2100 Instruction Manual.