

Селективное блокирование высокопроницаемых каналов пласта с целью увеличения охвата залежи вытеснением

В.Дж. Балакчи

Институт нефти и газа

e-mail: eldarab@gmail.com

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

DOI.10.37474/0365-8554/2021-8-22-27

Yatağın səsçəndirilmə əhatəsinin artırılması məqsədilə yüksək keçiricilikli kanalların selektiv təcrid edilməsi

V.C. Balakçı
Neft və Qaz İnstitutu

Açar sözlər: bəntonit gil, kvarts qumu, gilin şişməsi, təcrid edilmə, çökmüntü, qəlavı, məsaməli mühit, keçiricilik.

Məqalədə yüksək keçiricilikli kanalların selektiv təcrid edilməsi üçün bloklayıcı izolyasiya kompozisiyaların işlənməsinə və şişdirilmənin əhatə dairəsinin artırılmasına həsr olunmuş eksperimental tədqiqatların nəticələri şərh edilir. İşdə istismar quyularında kritik sulaşma problemləri təsnif edilir, yuyulmuş yüksək keçiricilikli kanallar vasitəsilə suyun həcminin artması ilə mübarizənin tipik üsulları qeyd olunur. Məsaməli mühitin yüksək təsiri kanalların təcrid edilməsi, layın dərğün zonalına axının istiqamətləndirilməsinin təmin etmək və beləliklə, yatağın əhatə dairəsinin şişdirilməsinə artırmaq üçün yeni gil dispersiya kompozisiyası təklif olunur.

Selective blocking of highly permeable reservoir channels to increase sweep efficiency

V.J. Balakchi
Institute for Oil and Gas

Keywords: bentonite clay, quartz sand, swelling, insulation, displacement, alkali, porous medium, permeability.

The article presents the results of experimental studies on the blocking insulation compositions for selective isolation of the highly permeable channels and increasing the sweep efficiency factor. The paper classifies the problems of water cut growth, mentions typical methods of combating the breakthrough of injected water volumes through washed high-permeable channels. A new clay-containing dispersed composition is proposed to block the highly permeable channels of the porous medium, ensure the flow diversion of the injected water to the stagnant zones of the formation and thus increase the sweep efficiency.

Введение

Эффективность охвата залежи нагнетаемым флюидом является важным фактором успеха любого проекта заводнения или повышения нефтеотдачи пластов. Степень охвата вытеснением обусловлена локальными геологическими условиями месторождения, схемой размещения скважин, стратегией разработки, добычи и закачки жидкости [1–3]. В статье представлены результаты экспериментального моделирования нового метода блокирования высокопроницаемых зон продуктивного пласта и количественной оценки коэффициента охвата. Результаты показывают, что неселективное блокирование высокопроницаемых слоев при обводнении пластов может быть контрпродуктивным и сужает сферу потенциальных возможностей методов заводнения. В целом аномально высокие проводящие свойства и протяженные индуцированные трещины приводят к прорыву закачиваемой воды, увеличивая обводненность добываемой продукции, не позволяя таким образом обеспечить эффективное поддержание пластового давления и вытеснение нефти. Значительные объемы углеводородов остаются в блоках, матрицах в виде остаточной нефти, снижая конечный коэффициент нефтеотдачи [4].

Закачиваемая в пласт вода может продвигаться к добывающим скважинам, согласно работе [1], равномерно по всей объемной сетке, если скорость её движения по трещинам не будет превышать скорости флюидообменных процессов, которые в свою очередь являются функцией густоты трещин и микротрещин, так как чем меньше пористые блоки, тем бы-

стрее происходит вытеснение нефти за счет капиллярно-гравитационных, гидродинамических и прочих сил. В этом случае фильтрация будет носить неравномерный характер и охват порового объема процессом вытеснения будет неполным. В промышленной практике имеет место сосуществование процессов равномерного продвижения фронта вытеснения и избирательных прорывов воды по сложной траектории взаимно пересекающихся пор разного структурного уровня. Как правило, в реальных условиях из-за сложности рассматриваемой системы, неверного выбора режима работы пласта преобладает процесс избирательного прорыва воды [5].

Существует множество технологий, направленных на увеличение $k_{\text{пл}}$ и $k_{\text{пл}}$ пласта вытеснением, тем не менее многие из них недостаточно эффективны в силу целого ряда геолого-технических причин. Исследования показали, что к числу наиболее перспективных могут быть отнесены комплексные технологии, отвечающие следующим требованиям [5–8]:

- обеспечивающие эффективное и регулируемое во времени блокирование выработанных трещин и околотрещинных зон, хорошо проницаемых участков пласта с достаточно высоким остаточным фактором сопротивления, как можно длительно сохраняющимся в процессе разработки;

- содержание или образование в составе комбинированной технологии реагентов, взаимодействующих с породой и нефтью (поверхностно-активные вещества (ПАВ), щелочи, кислоты и др.) с целью искусственного увеличения фильтрационной способности породы и уменьшения тем самым неоднородности продуктивного пласта;

- не образующих в объемной сетке трещин и каверн нерастворимых образований (солей, конгломератов) “намертво” запечатывающих трещины и микротрещины, ибо последние являются местом аккумуляции капиллярно и гравитационно вытесненной нефти и путями миграции её к забоям добывающих скважин.

Одним из удачных решений, применяющихся для ограничения фильтрации нагнетаемой воды в удаленные от скважины зоны, является закачка в обводненные пласты композиционного состава с глиной, основными компонентами которого являются ионогенные полимеры с флокулирующими свойствами и дисперсные частицы глины. Путем выбора концентрации

полимера и глины в глинистой суспензии создаются условия для полного связывания полимера, в результате чего образуются глино-полимерные комплексы с новыми физическими свойствами, устойчивыми к размыву потоком.

В настоящее время на основе многочисленных широкомасштабных теоретических, лабораторных и опытно-промышленных работ показана эффективность указанной технологии в различных геолого-промышленных условиях, в частности в терригенных коллекторах [4].

Одним из недостатков рассматриваемой технологии является ограниченный диапазон показателей применимости нагнетательных скважин (нижний предел 250–300 м³/сут) и недостаточной степени набухаемости глины в глино-полимерном комплексе, что ограничивает область её применения.

Лабораторные эксперименты

С целью изучения возможности достижения блокирования высокопроницаемых каналов пористой среды глиносодержащими дисперсными композициями для обеспечения потокоотклонения нагнетаемой воды в направлении застойных зон пласта и повышения таким образом охвата залежи вытеснением были проведены лабораторные исследования [9, 10].

В проводимых исследованиях моделью пласта служили насыщенные пористые среды, состоящие из кварцевого песка с размером фракций 0.2–0.315 мм в смеси с маршалитом. Опыты проводились на линейных моделях пласта длиной 152 см и диаметром 28 мм, заполненных кварцевым песком одинаковой фракции и подготовленные к опытам по стандартной методике.

Схема экспериментальной установки приведена на рис. 1.

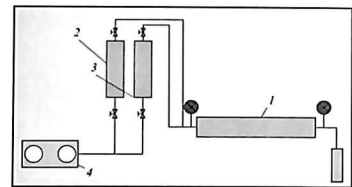


Рис. 1. Схема лабораторной установки: 1 – модель пористой среды; 2, 3 – конгейнеры для воды, углеводородной жидкости и блокирующей композиции; 4 – дозаторный насос

НЕФТ ВƏ QAZ YATAQLARININ İŞLƏNMƏSİ VƏ İSTİSMARI
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ / DEVELOPMENT AND OPERATION OF OIL AND GAS FIELDS

Были оценены коэффициенты проницаемости по дистиллированной воде и воздуху, которые составили: $k_{вод} = 20$ мкм²; $k_{воз} = 15$ мкм².

В первой серии экспериментов оценивался объем пор $V_{пор}$ прокачиваемой воды, который составил 369,4 см³. Далее осуществлялось вытеснение воды углеводородной жидкостью для обеспечения остаточной водонасыщенности в пористой среде. Начальная нефтенасыщенность пористой среды составила 90 %, а водонасыщенность – 10 %. Через пористую среду прокачено $V_{п} = 332$ см³ углеводородной жидкости.

На следующем этапе эксперимента рассматривается вытеснение нефти дистиллированной водой при перепаде давления 0,3 МПа.

Процесс вытеснения завершили при стабилизации коэффициента вытеснения, при этом через модель прокачено четыре поровых объема воды. Результаты опытов приведены в табл. 1.

Как видно из таблицы, коэффициент вытеснения нефти водой составил $\eta = 0,64$.

В качестве блокирующей композиции было предложено использовать глиносодержащий состав, жидкой фазой которого является раствор карбоната натрия Na_2CO_3 . Для увеличения коэффициента вытеснения нефти нами было предложено закачать в модель оторочку композиции, состоящую из карбоната натрия (Na_2CO_3) и бентонитовой глины месторождения Балаханы.

Предварительно была исследована степень набухаемости глины в водном растворе карбоната натрия [11]. Лабораторные опыты проводились на установке LSM 2100 (линейный измеритель набухания). Модель включает в себя систему автоматического измерения, компактор (уплотнитель) и программное обеспечение (см. рис. 1) [12].

Система автоматического измерения оснаще-

на четырьмя измерительными головками, позволяющими одновременно анализировать четыре образца. Уплотнитель предназначен для уплотнения образца под давлением в виде таблетки определенного диаметра, помещаемой в стакан системы автоматического измерения (рис. 2). Данные измерений обрабатываются специальным программным обеспечением. Серия опытов проведена на водных растворах карбоната натрия при различных значениях концентрации реагента: $C = 0,5; 0,75; 1; 2; 5; 10; 12\%$.

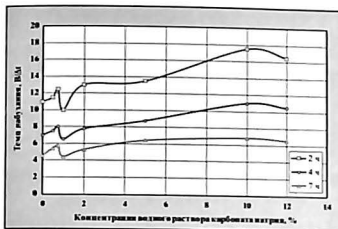


Рис. 3. Темп набухаемости образцов глины в водных растворах Na_2CO_3 при различных временах выдержки в зависимости от концентрации карбоната натрия

На рис. 3 приведены значения темпа изменения набухаемости глины в растворах электролитов различной концентрации. При концентрации водного раствора карбоната натрия (электролитов) 0,5–1,0 % темп набухаемости глины уменьшается, а при увеличивающихся концентрациях темп набухания возрастает и зависимость носит нелинейный характер (рис. 3) [11].

Принимая во внимание результаты эксперимента в качестве исследуемой композиции выбран 10 %-й раствор карбоната натрия

(Na_2CO_3) и бентонитовой глины при соотношении соответственно 2:1 и общим объемом оторочки, равным $V_{от} = 95$ см³ (1/4 объема пор).

В этом случае предполагалось, что карбонат натрия при растворении в воде будет создавать исключительную среду, которая должна способствовать снижению поверхностного натяжения на границе «нефть–порода» и повышать таким образом степень отмыта остаточной нефти. В свою очередь бентонитовая глина в процессе набухания снижает фазовую проницаемость для нагнетаемой воды и отклоняет её в неохваченные вытеснением области. После закачки в пористую среду приготовленной оторочки композиции, модель была выдержана в течение суток на реагирующей закачной композиции и пористой структуре.

Через сутки вытеснение нефти водой из пористой среды при первоначальном перепаде давления 0,3 МПа было продолжено. В течение 1,5 ч. фильтрация жидкости в модели не наблюдалась. Предположительно в пористой среде в процессе набухания глиносодержащей суспензии произошла закупорка высокопроницаемых каналов. Для преодоления сопротивления набухшей глины, был увеличен перепад давления до 0,86 МПа. Через 0,5 ч из модели пласта наблюдался выход жидкости и фиксировалось извлечение дополнительных объемов нефти $V = 78$ см³. Таким образом установлено, что закачка оторочки блокирующей композиции приводит к росту перепада давления в модели, свидетельствуя о качественной блокаде промытых каналов и практическому снижению расхода нагнетаемой воды. Эффективность процесса выражается также в извлечении дополнительной нефти из областей, ранее неохваченных вытеснением. Результаты этих исследований приведены в табл. 2.

Таблица 1

t	τ	$Q_{в}$	$Q_{н}$	$Q_{г}$	$\Sigma Q_{в}$	$\Sigma Q_{н}$	$\Sigma Q_{г}$	η	$P_{ин}$, МПа	ΔP , МПа
10:30									0,4	
11:00		160		160	160				0,4	
11:15		187	171	16	347	171	176		0,4	0,3
11:30		197	183	14	544	354	190		0,4	0,3
11:45		260	250	10	804	604	200		0,4	0,3
12:00		242	234	8	1046	838	208	0,63	0,4	0,3
12:10		288	285	3	1334	1123	211		0,4	0,3
12:20		224	222	2	1558	1345	213	0,64	0,4	0,3

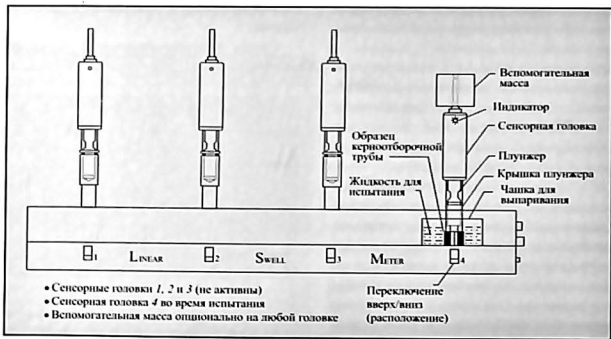


Рис. 2. Линейный измеритель набухания глины

Таблица 2

t	$Q_{в}$	$Q_{н}$	$Q_{г}$	$\Sigma Q_{в}$	$\Sigma Q_{н}$	$\Sigma Q_{г}$	η	$P_{ин}$, МПа	ΔP , МПа
12:00								4,0	3,0
12:30								6,5	5,5
14:00								9,6	8,6
14:30	340	300	40	340	340			9,6	8,6
15:00	285	257	28	625	625			9,6	8,6
15:30	223	213	10	848	848			9,6	8,6
16:00	160	160	0	1008	1008			9,6	8,6
16:30	150	150	0	1158	1158			9,6	8,6
17:00	140	140	0	1298	1298			9,6	8,6
17:30	140	140	0	1438	1438			9,6	8,6

Анализ результатов опыта позволяет предположить, что при закачке композиционного состава с глиной в структуре порового пространства произошли изменения. В итоге конечный коэффициент вытеснения после блокирования закуривающей оторочкой составил

$$k = \frac{78 + 213}{332.0} = 0.88.$$

Полученные результаты свидетельствуют о более прочном удержании компонентов глинодержащего композиционного состава в структуре порового пространства.

Выводы
Таким образом, лабораторные работы подтвердили целесообразность и достаточно высокую эффективность использования рассматриваемой технологии блокирования высокопроницаемых поровых каналов в порово-трещиноватых коллекторах и повышения охвата пласта заводнением.

Полученные результаты рекомендуется учитывать при разработке методов водного воздействия на пласт, как способа направленного блокирования высокопроницаемых зон пласта и повышения охвата залежи вытеснением.

Список литературы

1. Газизов А.А. Регулирование заводнения неоднородных нефтяных залежей с применением осадкогелеобразующих технологий: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2004, 44 с.
2. Sagbana, P.I., Abushaikha, A.S. A comprehensive review of the chemical-based conformance control methods in oil reservoirs. *J Petrol Explor Prod Technol* (2021). <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01158-6>
3. Seright, R., Brattckas, B. Water shutoff and conformance improvement: an introduction. *Pet. Sci.* 18, 450–478 (2021). <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00546-1>
4. Дурягин В.Н. Разработка неорганического водоизоляционного состава на основе силиката натрия для низкопроницаемых неоднородных коллекторов / В.Н. Дурягин, К.В. Стрижнев // Нефтегазовое дело, 2014, № 1, с. 14-29. URL: http://www.ogbus.ru/authors/DuryaginVN/DuryaginVN_1.pdf
5. Honty M., De Craen M., Wang L., Madejová J., Czimerová A., Pentrák M., Strieček 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* vol. 25, iss. 6, P825-840 2010 DOI: 10.1016/j.apgeochem.2010.03.002.
6. 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.
7. Pat. AZ 1 № a 20190119. Layrlarda yüksək keçiricilikli intervallarnı təcrübə etmə profilinin nizamlanması üçün quru qarışıq tərkib / G.M. Panahov, E.M. Abbasov.
8. US2013/0317135 A1; US20180265764 A1. Water shut-off method for porous formations, 2018.
9. Panahov G.M., Abbasov E.M., Yuzbashiyeva A.O., Balakchi V.D. Особенности набухания глины в растворах электролитов // Нефтепромысловое дело, 2019, № 4, с. 94-109. <http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2019-4-93-109>.
10. Geylani M., Panahov, Eldar M., Abbasov, Afet O., Yuzbashiyeva, Yusale 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.
11. Panahov G.M., Abbasov E.M., Balakchi V.D. Водоизолярующие глинодержащие композиции с регулируемым характеристиками набухания // *Azerbaijan neft təsərrüfatı*, 2020, № 8, s. 27-33.
12. Instruction Manual of Linear Swell Meter, Model 2100 // Manual No. 102114531, Revision D Instrument No. 102123383.

References

1. Gazizov A.A. Regulirovaniye zavodneniya neodnorodnykh neflyanykh zalezhey s primeneniem osadkogeleobrazuyushchikh tekhnologiy: avtoref. diss. ... d-ra tekhn. nauk. – Ufa: Ufimskiy gosudarstvennyy neflyanoy tekhnicheskyy universitet, 2004, 44 s.
2. Sagbana, P.I., Abushaikha, A.S. A comprehensive review of the chemical-based conformance control methods in oil reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration Production Technology*, 2021. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01158-6>
3. Seright, R., Brattckas, B. Water shutoff and conformance improvement: an introduction. *Pet. Sci.* 18, pp. 450–478 (2021). <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00546-1>
4. Duryagin V.N. Razrabotka neorganicheskogo vodoizolyatsionnogo sostava na osnove silikata natriya dlya nizkopronitsaemykh neodnorodnykh kollektorov / V.N. Duryagin, K.V. Strizhnev // *Neftegazovoe delo*, 2014, No 1, s. 14-29. URL: http://www.ogbus.ru/authors/DuryaginVN/DuryaginVN_1.pdf
5. Honty M., De Craen M., Wang L., Madejová J., Czimerová A., Pentrák M., Strieček 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* vol. 25, iss. 6, P825-840 2010 DOI: 10.1016/j.apgeochem.2010.03.002.
6. Llorente I., Fajardo S., Bastidas J.M. Applications of electrokinetic phenomena in materials science // *Journal of Solid State Electrochemistry*, 2014, 18:293–307 DOI 10.1007/s10008-013-2267-0.
7. Pat. AZ 1 No a 20190119. Layrlarda yüksək keçiricilikli intervallarnı təcrübə etmə profilinin nizamlanması üçün quru qarışıq tərkib / G.M. Panahov, E.M. Abbasov.
8. US2013/0317135 A1; US20180265764 A1. Water shut-off method for porous formations, 2018.
9. 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>.
10. Geylani M., Panahov, Eldar M., Abbasov, Afet O., Yuzbashiyeva, Yusale 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.
11. Panahov G.M., Abbasov E.M., Balakchi V.D. Vodoizoliruyushchie glinosoderzhashchie kompozitsii s reguliruemymi karakteristikami nabukhaniya // *Azerbaijan neft təsərrüfatı*, 2020, No 8, s. 27-33.
12. Instruction Manual of Linear Swell Meter, Model 2100 // Manual No. 102114531, Revision D Instrument No. 102123383.