



СЕЛЕКТИВНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ВОДОПРИТОКОВ В СКВАЖИНУ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА

С.Д.Рзаева

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Selective Insulation of Water Flows in a Well Based on the Use of Production Waste

S.J.Rzayeva

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Abstract

A method for isolating water inflows into the well by blocking high permeability zones with a gel-forming composition based on sodium silicate, including biologically active additives has been developed. Whey is used as a biologically active supplement. As a result of isolation of the watering intervals by the gel-forming composition, low-permeability oil-saturated areas are involved in the development. The gelation process can be adjusted depending on the concentrations of sodium silicate and whey, as well as the temperature at a certain depth of the reservoir, necessary for isolation. In order to prevent a premature coagulation process when the formation is saturated with hard formation water, fresh or softened water is pumped in front of the gel-forming composition. This technology is used to reach the residual resistance factor to the value 3.88, an increase in oil production will be 18.5%.

Keywords:

Isolation of water inflows;
Gelation;
Whey;
Reservoir model;
Residual resistance factor;
Oil displacement coefficient.

© 2020 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Повышение степени извлечения нефти из недр за счет совершенствования существующих и создания новых технологических процессов воздействия на пласты является важнейшей задачей [1-4]. В последние годы основное внимание уделяется повышению эффективности методов путем удешевления используемых реагентов. Из практики мировой нефтедобычи известно, что разработка большинства нефтегазовых месторождений сопровождается снижением отборов нефти и увеличением воды в продукции скважин [5-8]. В связи с прогрессирующей обводненностью продукции скважин месторождений все большую актуальность приобретают способы селективной изоляции водопритоков, основанные на использовании малоценных реагентов [9-12].

Широкое распространение получили способы, где в составе гелеобразующей композиции присутствует силикат натрия. Низкая вязкость гелеобразующих композиций позволяет достаточно глубоко проникновению раствора по зонам с высокой проницаемостью и их изоляции [13-16]. Устойчивость силиката натрия к высоким температурам и давлениям дает возможность

использовать его на многих месторождениях. Возможность регулирования времени гелеобразования повысит эффективность способа изоляции и даст возможность образовать блокирующий экран в нужном месте [17].

Механизм действия технологий, основанных на изоляции водопритоков композициями, включающими силикат натрия, заключается в следующем:

- выпадение осадка в результате коагуляции молекул силиката натрия, который изолирует высокопроницаемые обводненные зоны;
- отверждение силиката натрия при добавке инициаторов гелеобразования, которые образуют водоблокирующие барьеры.

К настоящему времени разработаны и применяются большое количество композиций на основе силиката натрия. Например, в способе ограничения водопритока в скважину последовательно вводят водный раствор силиката натрия, разделитель - легкую нефть и отвердитель. Недостатком способа является то, что закачанная в качестве отвердителя соляная кислота не позволяет регулировать время гелеобразования. Эффективность способа также снижается в результате неполного смешения в пласте закачанных в скважину компонентов гелеобразующего раствора. С дру-

E-mail: rsabina73@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20200300452>

гой стороны взаимодействие HCl с остаточными сульфитами способствует загрязнению нефти серой и, как следствие, усложнению технологического процесса. Кроме этого, в результате закачки в качестве отвердителя соляной кислоты происходит интенсивная коррозия промышленного оборудования. Также соляная кислота негативно влияет на здоровье рабочего персонала и окружающую среду [18].

Механизм процесса

Разработан способ изоляции водопритоков в скважину путем блокирования зон высокой проницаемости гелеобразующим составом на основе силиката натрия, включающим биологически активные отходы производства. В результате изоляции обводненных интервалов гелеобразующим составом в разработку вовлекаются нефтенасыщенные участки с низкой проницаемостью. В качестве биологически активных отходов производства используется молочная сыворотка (МС).

МС является отходом молочного производства, полученным при переработке молока в творог [19]. Физико-химические свойства МС при 20 °С следующие: вязкость 1.324 мПа·с, плотность 1019 кг/м³, рН=4.45. Состав МС показан в таблице 1.

Если пластовая вода жесткая перед закачкой водного раствора силиката натрия с добавкой МС в призабойную зону пласта закачивают оторочку пресной или умягченной морской или пластовой воды.

Концентрации компонентов гелеобразующего раствора, а именно, силиката натрия, МС и пресной воды определяются экспериментально в зависимости от температуры и времени, необходимого для гелеобразования.

Известно, что силикат натрия в кислой и спиртовой среде образует устойчивые гели. МС в своем составе одновременно содержит остатки различных органических кислот и спиртов, которые при взаимодействии с силикатом натрия способствуют образованию устойчивых гелей.

Силикат натрия является солью слабой кремниевой кислоты H₂SiO₃. Молочные кислоты и другие аминокислоты, входящие в состав МС, по своей кислотности сильнее, чем кремниевая кислота. Поэтому при их взаимодействии

происходят химические и микробиологические замещения иона Na⁺, т.е. могут образоваться аммонийная соль кремниевой кислоты и кремниевая кислота. Эти два компонента стимулируют дальнейший процесс гелеобразования в молочной среде силиката натрия.

Помимо этого МС в своем составе содержит до 5% лактозы. Лактоза относится к дисахаридам, которые в зависимости от рН среды гидролизуются и образуют циклические моносахариды, которые при дальнейшем восстановлении в щелочной среде приводят к образованию алкоголятов. Алкоголятные производные в свою очередь стимулируют процесс гелеобразования. Известно, что для гелеобразования силиката натрия с лактозой в качестве стимулятора добавляют хлорид кальция. А МС богата органическими и неорганическими минеральными солями, т.е. содержит в своем составе катионы Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺ и анионы Cl⁻ и R-COO⁻, которые являются минеральными добавками. Кроме этого белки, входящие в состав МС также в свою очередь играют роль коагулянта, т.е. стимулируют процесс гелеобразования.

Умягчение воды

В случае, когда пластовая вода, жесткая для предотвращения процесса коагуляции при смешении гелеобразующего раствора с жесткой пластовой водой, в скважину предварительно закачивают оторочку пресной или умягченной морской или пластовой воды [20-22]. Водный раствор силиката натрия с добавкой МС продавливают в скважину пресной водой или легкой нефтью. Закачанный гелеобразующий раствор продвигается в высокопроницаемые водоносные каналы и изолирует их, образуя там гель. В результате этого в разработку подключаются ранее не работающие нефтенасыщенные зоны.

Процесс умягчения морской или пластовой воды осуществляется следующим образом:

Композицию, полученную при добавке 5% силиката натрия и 0.3% этилового спирта к пресной воде, добавляют к морской воде. В таблице 2 показаны результаты исследований влияния добавки определенного количества указанной композиции к морской воде на ее основные показатели.

Как видно из таблицы 2, с увеличением концентрации композиции в морской воде количество ионов Ca²⁺ и Mg²⁺ в воде уменьшается. При добавке 7% композиции к морской воде количество этих ионов равняется нулю. Кроме этого, при данной концентрации улучшаются и другие показатели морской воды (поверхностное натяжение, угол смачивания и рН).

Из таблицы 2 видно, что при добавке 7% композиции к морской воде соли, придающие ей жесткость, полностью осаждаются. Далее морская вода фильтруется и полностью очищается от осадка. В результате получается умягченная вода. Умягченная пластовая вода получается тем же способом.

Таблица 1
Состав молочной сыворотки

Компоненты	Количество, г/100 г
Вода	93.5
Сухие вещества	6.5
В том числе:	
лактоза	4.66
белки	0.91
молочный жир	0.37
минеральные вещества	0.50
другие вещества	0.06

Результаты исследований процесса умягчения морской воды						Таблица 2
Концентрация композиции в морской воде, %	Ca ²⁺ мг/л (ppm)	Mg ²⁺ мг/л (ppm)	Поверхностное натяжение, мН/м	Угол смачивания, °	pH	
0	220	828	38.7	41.1	7.8	
1	60	96	20.1	33.7	8.2	
3	40	36	16.5	32.1	8.8	
5	20	16	11.1	29.3	9	
7	0	0	5.3	20.9	9.7	

Исследования процесса гелеобразования

Приготовленные растворы с различной концентрацией силиката натрия и МС испытаны в лабораторных условиях при различных температурах, соответствующих пластовым условиям. Пробы помещались в измерительный стеклянный сосуд, накрывались, затем стеклянные сосуды с растворами помещались в водяную баню и выдерживались при температурах 40-90 °С до образования геля. После образования геля фиксировалось время его формирования. Результаты проведенных работ приведены в таблице 3.

При добавке в приготовленный водный раствор Na₂SiO₃ в качестве инициатора гелеобразования МС в интервале температур 40-90 °С можно полностью регулировать время гелеобразования. В зависимости от концентрации силиката натрия

и МС время гелеобразования изменяется. Из таблицы 3 видно, что при низкой температуре и низких концентрациях МС гелеобразования не наблюдается. При малых концентрациях МС процесс гелеобразования бывает более продолжительный, с увеличением концентрации МС гель образуется за короткое время. В зависимости от пластовых характеристик, используя различные концентрации приготовленных композиций, можно изолировать или ограничить поток воды в призабойной зоне.

Экспериментальные исследования на моделях пласта

С целью исследования влияния образующегося геля на проницаемость пористой среды проведены следующие эксперименты. Экспериментальные исследования проводились

Результаты исследований процесса гелеобразования								Таблица 3
Концентрация Na ₂ SiO ₃ , %	Концентрация МС, %	Время гелеобразования (в минутах) при температуре						
		40 °С	50 °С	60 °С	70 °С	80 °С	90 °С	
2	10	-	-	-	662	289	95	
	20	-	-	540	308	118	54	
	30	-	654	291	156	71	42	
	40	516	340	190	97	46	25	
	50	45	32	24	15	8	5	
4	10	-	-	719	456	242	85	
	20	-	840	420	293	100	46	
	30	685	511	298	128	60	45	
	40	342	286	180	82	38	21	
	50	100	70	45	26	8	6	
6	10	-	812	502	322	251	77	
	20	556	421	373	216	142	52	
	30	321	232	209	102	61	38	
	40	210	164	122	51	22	19	
	50	110	86	39	21	7	4	
8	10	-	588	411	278	205	81	
	20	412	319	261	184	121	68	
	30	285	195	184	92	75	55	
	40	180	121	87	72	66	46	
	50	90	55	38	19	10	4	

на линейных моделях пласта длиной 0.8 м и внутренним диаметром 0.04 м. Схема экспериментальной установки показана на рисунке.

После создания в первой модели микро-неоднородной пористой среды, состоящей из кварцевого песка, и ее полного насыщения гидрокарбонатной (щелочной) пластовой водой с $pH=8$, на основе формулы Дарси определялась проницаемость $1.38 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Вторую модель насыщали хлоркальциевой (жесткой) пластовой водой с $pH=6$, в этом случае проницаемость составила $1.28 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Для сравнения третью модель, в соответствии с известной технологией [18], насыщали пресной водой, проницаемость составила $1.31 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

Затем на выход моделей (против направления фильтрации воды), при термостатировании $80 \text{ }^\circ\text{C}$, подавали водный раствор силиката натрия (4%) и МС (20%), в объеме 15% от объема пор и закрывали модели с обеих концов на время гелеобразования. Во вторую модель, насыщенную жесткой пластовой водой, для предотвращения ее смешения с гелеобразующей композицией предварительно закачивали оторочку умягченной морской воды в объеме 2% от объема пор. В третью модель закачивали водный раствор силиката натрия, легкую нефть и раствор соляной кислоты. По истечении времени гелеобразования вход модели вновь соединяли с водой, которой производили насыщение, и определяли проницаемость пористой среды. Результаты экспериментальных исследований показаны в таблице 4.

Как видно из данных таблицы 4, при введении в модель предложенного гелеобразующего состава (опыт 1 и 2) проницаемость снижается в несколько раз, а фактор остаточного сопротивления достигает значения 3.73 и 3.88 соот-

ветственно. При закачке известного состава (опыт 3) фактор остаточного сопротивления составляет 2.02.

В следующем исследовании экспериментально определялась надежность созданного гелевого экрана. Для определения надежности блокирующего экрана далее в модели закачивали щелочной раствор (10%-ный водный раствор NaOH). Через определенный промежуток времени (2 часа) продолжали фильтрацию через пористую среду воды (соответственно через 1-ую модель – щелочную, через вторую – жесткую, а через 3-ю – пресную воду) и вновь определяли проницаемость модели. Отношение проницаемости после закачки щелочного раствора к проницаемости до закачки щелочного раствора (после блокирования предложенным составом) показало, насколько блокирующий экран надежен.

Результаты анализа таблицы 4 показали, что при закачке в модель предложенного гелеобразующего состава, а следом щелочного раствора (опыт 1 и 2) проницаемость увеличивается максимум на 5%. При закачке известного состава (опыт 3) надежность блокирующего экрана значительно ниже (проницаемость в данном случае увеличивается на 42%).

Следующие экспериментальные исследования проводились на слоистой неоднородной модели пласта с контактирующими слоями и обводненной пористой средой, содержащей остаточную нефть.

После создания в линейных моделях пласта, геометрические размеры которых показаны выше, слоистой пористой среды с контактирующими слоями различной проницаемости (соотношение проницаемостей слоев составляло 10), в пористой среде создают начальную

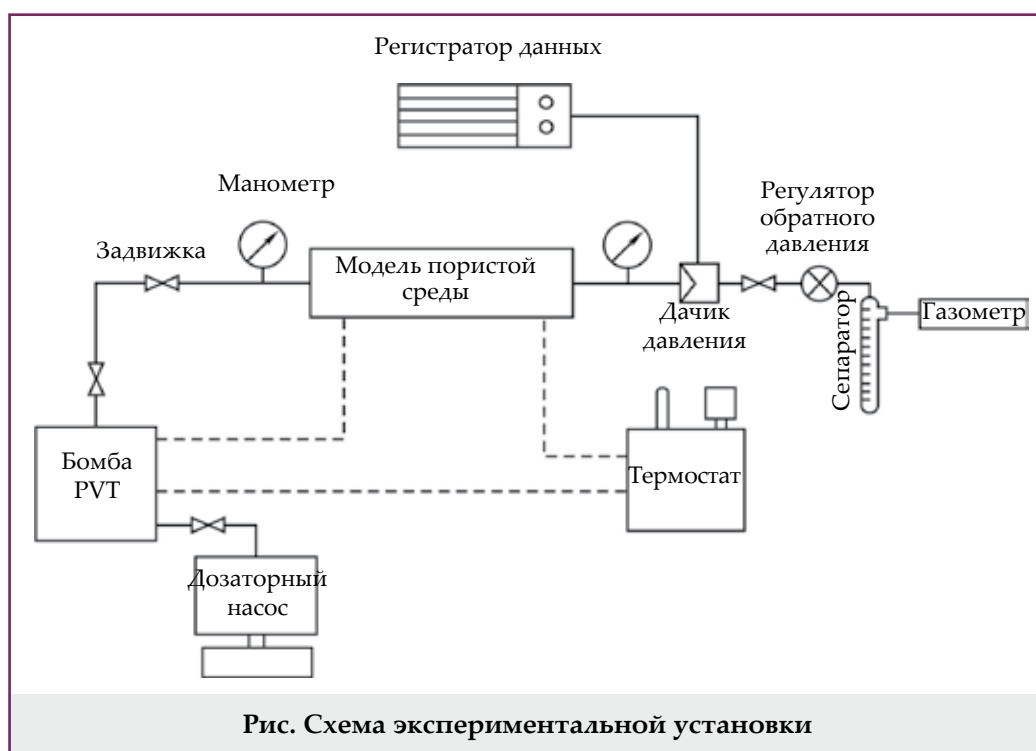


Рис. Схема экспериментальной установки

Таблица 4

Изменение фильтрационных свойств пористой среды после закачки гелеобразующих растворов

№ №	Вода, насыщающая поры модели	Начальная проницаемость, $K_1, 10^{-12} \text{ м}^2$	Рабочие агенты, закачанные в модель	Проницаемость модели после воздействия, $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	Фактор остаточного сопротивления	Проницаемость модели после закачки щелочного раствора, $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	Отношение проницаемостей после закачки щелочного раствора
1	Щелочная пластовая вода	1.38	Раствор $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{МС}$	0.37	3.73	0.39	1.05
2	Жесткая пластовая вода	1.28	Умягченная морская вода. раствор $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{МС}$	0.33	3.88	0.34	1.03
3	Пресная вода	1.31	Раствор Na_2SiO_3 , легкая нефть. раствор HCl	0.65	2.02	0.92	1.42

нефтенасыщенность и связанную воду. Нефть при температуре 80 °С полностью вытесняется водой и определяется значение коэффициента нефтевытеснения. Как в предыдущем примере, при проведении экспериментов в первой модели использовалась щелочная вода, во второй модели – жесткая, а в третьей – пресная.

Затем на выход моделей (против направления фильтрации воды), при термостатировании 80 °С, подают водный раствор силиката натрия (4%) и МС (20%), в объеме 15% от объема пор и закрывают модели с обоих концов на время гелеобразования. Во вторую модель, насыщенную жесткой пластовой водой для предотвращения ее смешения с гелеобразующей композицией предварительно закачивают оторочку пресной воды в объеме 2% от объема пор. По истечении

этого времени вход модели вновь соединяется с водой, которой производилось насыщение моделей, и определяется коэффициент нефтевытеснения (табл.5).

Результаты экспериментальных исследований показали, что при закачке предложенного гелеобразующего состава можно вытеснить до 18.5% дополнительной нефти. С применением известного состава можно вытеснить 10.5% дополнительной нефти (опыт 3). Также применение предложенного гелеобразующего раствора позволяет значительно снизить объем рабочего агента, необходимый для вытеснения остаточной нефти.

В промышленных условиях способ изоляции водопритоков осуществляется в следующей последовательности. После определения состо-

Таблица 5

Определение коэффициента вытеснения нефти

№ опыта	Вода, использованная в экспериментах	Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, %	Рабочие агенты, закачанные в модель	Коэффициент нефтевытеснения после закачки реагентов, %	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %	Объем рабочего агента, необходимый для вытеснения остаточной нефти, в объемах пор
1	Щелочная		Раствор $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{МС}$	76.3	18.3	2.1
2	Жесткая	55.0	Умягченная морская вода. раствор $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{МС}$	73.5	18.5	2.0
3	Пресная	57.0	Раствор Na_2SiO_3 , легкая нефть. раствор HCl	67.5	10.5	2.5

яния скважины и устранения возможных неполадок, определяют необходимые концентрации и объем реагентов. На устье скважины готовят гелеобразующий раствор с рассчитанной концентрацией силиката натрия и МС, устье присоединяют к насосному агрегату. В выбранную скважину при необходимости предварительно закачивают оторочку пресной, или умягченной морской или пластовой воды, затем гелеобра-

зующий раствор. Закачанный гелеобразующий раствор продавливают в скважину или пресной водой или же легкой нефтью. Закачанный гелеобразующий раствор продвигается в высокопроницаемые водоносные каналы и изолирует их, образуя там гель. В результате этого в разработку подключаются ранее не работающие нефтенасыщенные зоны.

Выводы

- Разработан способ изоляции водопритоков в скважине, включающий нагнетание водного раствора силиката натрия и молочной сыворотки.
- Процессом гелеобразования можно регулировать в зависимости от концентраций силиката натрия и молочной сыворотки, а также температуры на определенной глубине пласта, необходимой для изоляции.
- Для предотвращения преждевременного процесса коагуляции при насыщении пласта жесткой пластовой водой перед гелеобразующим составом закачивают пресную или умягченную воду.
- При применении данной технологии фактор остаточного сопротивления достигнет 3.88, увеличение нефтедобычи составит 18.5%.

Литература

1. Сулейманов, Б. А. (1997). Теоретические и практические основы применения гетерогенных систем для повышения эффективности технологических процессов в нефтедобыче. *Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Баку: АГНА.*
2. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.
3. Suleimanov, B. A., Ismayilov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
4. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Azizagha, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411.
5. Сулейманов, Б. А. (1995). О фильтрации дисперсных систем в неоднородной пористой среде. *Коллоидный журнал*, 57(5), 743-746.
6. Сулейманов, Б. А. (2011). Промывка песчаной пробки газированными жидкостями. *SOCAR Proceedings*, 1, 30-36.
7. Панахов, Г. М., Сулейманов, Б. А. (1995). Особенности течения суспензий и нефтяных дисперсных систем. *Коллоидный журнал*, 57(3), 386-390.
8. Нагиева, Н. В. (2020). Коллоидно-дисперсные гели для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин. *SOCAR Proceedings*, 2, 67-77.
9. Лятифов, Я.А. (2019). Новая композиция для изоляции обводненных неоднородных пластов. *SOCAR Proceedings*, 2, 31-37.

References

1. Suleimanov, B. A. (1997). Theoretical and practical applications of heterogeneous systems in the oil production technology. *Dissertation for the Degree of Doctor of Sciences in Technics. Baku: ASOIU.*
2. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.
3. Suleimanov, B. A., Ismayilov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
4. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Azizagha, A. A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411.
5. Suleimanov, B.A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57(5), 704-707.
6. Suleimanov, B. A. (2011). Sand plug washing with gassy fluids. *SOCAR Proceedings*, (1), 30-36.
7. Panakhov, G. M., Suleimanov, B. A. (1995). Specific features of the flow of suspensions and oil disperse systems. *Colloid Journal*, 57(3), 359-363.
8. Nagiyeva, N.V. (2020). Colloidal dispersion gels for align the injectivity profile of injection wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 67-77.
9. Latifov, Ya. A. (2019). New composition for water shut-off in heterogeneous reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 2, 31-37.

10. Qiu, Y., Wu, F., Kang, W., et al. (2014, April). Lessons learned from applying particle gels in mature oilfields. SPE-169161-MS. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
11. Manrique, E., Reyes, S., Romero, J., et al. (2014, March-April). Colloidal dispersion gels (CDG): field projects review. SPE-169705-MS. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers.
12. Сулейманов, Б.А., Исмайлов, Ф.С., Велиев, Э.Ф., Дышин, О.А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
13. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. SPE182534-RU. In *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
14. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, 33(10), 1133-1140.
15. Veliyev, E.F., Aliyev, A.A., Guliyev, V.V., Naghiyeva, N.V. (2019, October). Water shutoff using crosslinked polymer gels. SPE-198351-MS. In *SPE Annual Caspian Technical Conference*. Society of Petroleum Engineers.
16. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 2150038.
17. Skrettingland, K., Dale, E.I., Stenerud, V.R., et al. (2014, March-April). Snorre in-depth water diversion using sodium silicate-large scale interwell field pilot. SPE-169727-MS. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia Held in Muscat*. Society of Petroleum Engineers.
18. Шахвердиев, А.Х., Панахов, Г.М., Сулейманов, Б.А. и др. (1998). Способ ограничения водопритока в скважину. Патент РФ 2121570.
19. Рзаева, С.Д. (2019). Новый микробиологический метод повышения нефтеотдачи пластов, содержащих высокоминерализованную воду. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.
20. Сулейманов, Б. А., Лятифов, Я. А., Велиев, Э. Ф. (2019). Применение умягченной воды для повышения нефтеотдачи пласта. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-28.
21. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2017, November). Low salinity and low hardness alkali water as displacement agent for secondary and tertiary flooding in sandstones. SPE-188998-MS. In *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
22. Сулейманов, Б. А., Исмайлов, Ф. С., Велиев, Э. Ф. (2014). О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти. *Нефтяное хозяйство*, 1, 86-88.
10. Qiu, Y., Wu, F., Kang, W., et al. (2014, April). Lessons learned from applying particle gels in mature oilfields. SPE-169161-MS. In *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
11. Manrique, E., Reyes, S., Romero, J., et al. (2014, March-April). Colloidal dispersion gels (CDG): field projects review. SPE-169705-MS. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers.
12. Suleimanov, B.A., Ismailov, F.S., Veliyev, E.F., Dyshin, O.A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
13. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. SPE182534-RU. In *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
14. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, 33(10), 1133-1140.
15. Veliyev, E.F., Aliyev, A.A., Guliyev, V.V., Naghiyeva, N.V. (2019, October). Water shutoff using crosslinked polymer gels. SPE-198351-MS. In *SPE Annual Caspian Technical Conference*. Society of Petroleum Engineers.
16. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 2150038.
17. Skrettingland, K., Dale, E.I., Stenerud, V.R., et al. (2014, March-April). Snorre in-depth water diversion using sodium silicate-large scale interwell field pilot. SPE-169727-MS. In *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia Held in Muscat*. Society of Petroleum Engineers.
18. Shakhverdiev, A.Kh., Panakhov, G.M., Suleimanov, B.A., et a. (1998). Method of restricting water inflow to well. RU Patent 2121570.
19. Rzayeva, S.J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.
20. Suleimanov, B.A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F. (2019). Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-29.
21. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2017, November). Low salinity and low hardness alkali water as displacement agent for secondary and tertiary flooding in sandstones. SPE-188998-MS. In *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
22. Suleimanov, B. A., Ismaylov, F. S., Veliyev, E. F. (2014). On the metal nanoparticles effect on the strength of polymer gels based on carboxymethyl cellulose, applying at oil recovery. *Oil Industry*, 1, 86-88.

Селективная изоляция водопритоков в скважину на основе использования отходов производства

С.Д.Рзаева

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Разработан способ изоляции водопритоков в скважину путем блокирования зон высокой проницаемости гелеобразующим составом на основе силиката натрия, включающим отходы производства. В качестве отхода производства используется молочная сыворотка. В результате изоляции обводненных интервалов гелеобразующим составом в разработку вовлекаются нефтенасыщенные участки с низкой проницаемостью. Процессом гелеобразования можно регулировать в зависимости от концентраций силиката натрия и молочной сыворотки, а также температуры на определенной глубине пласта, необходимой для изоляции. Для предотвращения преждевременного процесса коагуляции при насыщении пласта жесткой пластовой водой перед гелеобразующим составом закачивают пресную или умягченную воду. При применении данной технологии фактор остаточного сопротивления достигнет 3.88, увеличение нефтедобычи составит 18.5%.

Ключевые слова: изоляция водопритоков; гелеобразование; молочная сыворотка; модель пласта; фактор остаточного сопротивления; коэффициент нефтewытеснения.

İstehsalat qalıqlarından istifadə əsasında quyuya su axınının selektiv təcrid olunması

S.C.Rzayeva

«Neftqazəlmütədqıqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

İstehsalat qalıqları daxil olan, natrium silikat əsaslı geləmələgətirən tərkiblə yüksəkəciricili zonaların bloka alınması yolu ilə quyuya su axınının təcrid olunması üsulu işlənilib. İstehsalat qalığı kimi süd zərdabından istifadə edilir. Geləmələgətirən tərkiblə su ilə doymuş intervalların təcrid olunması nəticəsində işlənməyə aşağı keçiricilikli neftlə doymuş sahələr cəlb olunur. Geləmələgətirmə prosesi natrium silikatın və süd zərdabının konsentrasiyasından, eləcə də layın müəyyən dərinliyində təcrid olunma üçün zəruri olan zonanın temperaturundan asılı olaraq tənzimlənir. Lay mühiti cod olarsa vaxtından əvvəl koaqulyasiya prosesinin qarşısının alınması üçün geləmələgətirən tərkibdən əvvəl şirin və ya yumuşaldılmış su vurulur. Bu texnologiyanın tətbiqi zamanı qalıq müqavimət faktoru 3.88 çatacaq, neft hasilatının artması isə 18.5% təşkil edəcək.

Açar sözlər: su axınlarının izolyasiya olunması; geləmələgəlmə; süd zərdabı; lay modeli; qalıq müqavimət faktoru; neftsıxısdırma əmsalı.