



## НОВАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ОБВОДНЕННЫХ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ

**Я.А.Лятифов**

*SOCAR, Баку, Азербайджан*

### New Composition for Water Shut-off in Heterogeneous Reservoirs

*Ya.A.Latifov*

*SOCAR, Baku, Azerbaijan*

#### Abstract

The article presents the results of the effect of the sediment-forming composition on the heterogeneous reservoirs with high water-cut, which are at the last stage of development and contain large amounts of residual oil in the pores. The applied new composition, when interacting with stratal waters, as a result of coagulation and flocculation phenomena, forms stable sediments in the formation. These sediments, even at high pressures, retain their stability, penetrating into the pores of flooded formations (ie, they are not washed out of the pores). As a result, after the injection of the working agent, the coverage of low-permeable zones containing residual oil improves. And this allows you to increase the rate of displacement of oil using working agent.

#### Keywords:

Water shutoff;  
Heterogeneous reservoir;  
New sediment-forming composition;  
Porous media;  
Permeability;  
High-permeable zone;  
Low-permeable zone;  
Residual oil; Rim;  
Alkaline water.

© 2019 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Как известно, месторождения, находящиеся на последней стадии разработки, характеризуются рядом негативных свойств, одним из которых является обводнение получаемой из скважины продукции. Одной из основных причин этого является то, что во время заводнения пластов, в результате их неоднородности, закачиваемая вода, проходя через высокопроницаемые зоны, продвигается в направлении добывающих скважин. В результате малопроницаемые зоны, содержащие остаточную нефть, остаются вне зоны разработки, также происходит значительное обводнение продукции добывающих скважинах [1-3]. Были разработаны различные методы воздействия на обводненные пласты путем закачки в высокопроницаемые зоны различных изолирующих агентов [4-9]. Однако предлагаемые методы имеют ряд недостатков. Например, в способе разработки обводненного пласта путем закачки водной суспензии дисперсных частиц древесной муки [10] суспензия древесной муки проникает в высокопроницаемые части пласта и после короткого периода воздействия эти частички вымываются. В результате эффективность охвата воздействием низкопроницаемых

зон уменьшается.

В способе разработки пласта путем закачки раствора сульфата алюминия в обводненные неоднородные пласты [11] в результате взаимодействия с пластовой водой и за счет выпадения в пласте кристаллов  $Al(OH)_3$  зоны с высокой проницаемостью блокируются и нефтенасыщенные малопроницаемые зоны привлекаются к разработке. С целью повышения эффективности метода и для обеспечения интенсификации осадкообразования для каждого конкретного объекта регулируется количество сульфата алюминия в водном растворе. При закачке в пласт низкоконцентрированного раствора для предотвращения преждевременного выпадения осадков  $Al(OH)_3$ , он окисляется путем добавления серной кислоты. Это, в свою очередь, приводит к коррозии оборудования, что уменьшает эффективность метода.

Разработан способ закачки в обводненные пласты оторочки осадкообразующего реагента, а следом воды и проведена серия исследований в лабораторных условиях [12]. Однако осадки, образующиеся в результате взаимодействия разработанной композиции с пластовой водой, являются неустойчивыми и при высоких давлениях они быстро вымываются из пор. В результате уменьшения эффекта изоляции высокопроницаемых зон, ослабевает охват воздействием низкопроницаемых

нефтенасыщенных зон. С другой стороны, при контакте силиката натрия, входящего в состав композиции, с ионами  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ , имеющимися в составе морской или пластовой воды, образуются осадки силиката кальция и силиката магния. Это с экологической точки зрения опасные осадки. Они, в особенности, оказывают губительное воздействие на живой мир морской среды.

С целью устранения указанных недостатков и для увеличения эффекта изоляции высокопроницаемых зон с сохранением устойчивости при высоких пластовых давлениях, в лабораторных условиях были проведены исследования для создания нового осадкообразующего реагента в следующей последовательности:

**Опыт 1.** Сначала были исследованы основные показатели растворов различной концентрации

Концентрация, %	Поверхностное натяжение мН/м	pH
0	20.5	6.91
1.0	10.9	8.0
3.0	7.7	8.33
5.0	1.0	9.57
7.0	0.2	9.65
10.0	0.7	9.82

карбоната натрия в пресной воде (табл.1).

Как видно из таблицы, при 5% концентрации карбоната натрия в пресной воде значение поверхностного натяжения резко уменьшается, при последующих концентрациях темп уменьшения поверхностного натяжения снижается. В то же время, до указанной концентрации значение показателя pH увеличивается с высоким темпом, а при последующих концентрациях темп увеличения постепенно снижается. В результате проведенных исследований было выявлено, что если значение поверхностного натяжения на границе нефть-раствор составляет 1-3 мН/м и менее, то при проведении процесса вытеснения раствором данной концентрации можно получить высокие результаты [13,14]. Поэтому и в последующих исследованиях был использован 5% раствор карбоната натрия в пресной воде.

**Опыт 2.** Были исследованы параметры смеси, полученных при добавлении в определенных концентрациях в морскую воду 5%-го раствора карбоната натрия в пресной воде. С целью ускорения реакции в смесь добавляли 0.3%-ый изопропиловый спирт. В следующем эксперименте в смесь в качестве коагулянта был добавлен 0.1%-ый полиакрилат натрия. Полиакрилат

натрия, соединяя в себе частицы, увеличивает их плотность и это, в свою очередь, упрощает процесс осаждения солей, образованных в результате реакции. Значит, добавление в смесь изопропилового спирта и полиакрилата натрия способствует как увеличению скорости реакции, так и способствует облегчению процесса осаждения. Добавляя разработанную новую композицию («пресная вода + 0.5% карбонат натрия + 0.3% изопропиловый спирт + 0.1% полиакрилат натрия») в определенных процентах в морскую воду, было исследовано влияние на ее жесткость.

C, %	pH	Поверхностное натяжение, мН/м	Жесткость, мг-экв/л
1.0	8.9	19.7	11
3.0	8.9	16.3	5
5.0	9.0	11.8	0
7.0	9.0	5.7	0
10.0	9.2	2.75	0
12.0	9.3	2.31	0

Полученные данные приведены в таблице 2.

Как видно из таблицы, с увеличением концентрации осадкообразующей композиции в морской воде, жесткость воды уменьшается. При 5%-ой концентрации композиции жесткость морской воды полностью устраняется. Так же при возрастании концентрации осадкообразующей композиции в морской воде наблюдается уменьшение значения поверхностного натяжения и увеличение значения pH. Изменение указанных параметров (уменьшение поверхностного натяжения, увеличение показателя pH) резко проявляется при концентрации до 10% композиции в морской воде, при последующих значениях концентрации этот темп ослабевает.

**Опыт 3.** С целью исследования влияния образующихся непосредственно в пористой среде осадков на ее проницаемость была проведена серия экспериментальных исследований в следующем порядке:

Созданная из кварцевого песка линейная модель пористой среды длиной 80 см, диаметром 4 см, при комнатной температуре и перепаде давления 0.25 атм. была насыщена водой различной минерализации и была определена проницаемость пористой среды ( $6.08 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ). Затем в модель была закачана осадкообразующая композиция в объеме 25% от объема пор (для обеспечения осадкообразования не в призабойной зоне, а в глубине пласта на определенном расстоянии от призабойной зоны, перед композицией в пласт закачивается вода низкой минерализации или пресная вода в объеме 7-10% от общего объ-

ема композиции) и модель определенное время (примерно 6-8 часов) остается закрытой. Затем в модель при различных давлениях (0.25-6 атм) закачивается вода и вновь определяется проницаемость по воде.

Изменение проницаемости пористой среды в зависимости от минерализации воды, закачиваемой в модель, приведена в таблицах 3-7.

Как видно из таблиц, с возрастанием жесткости воды, насыщающей поры, в результате влияния закачиваемой осадкообразующей композиции уменьшается и проницаемость пористой среды по воде. В результате химической реакции между щелочью, входящей в состав закачиваемой композиции, и ионами  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ , входящими в состав воды, возрастает количество образовавшихся осадков и происходит более значительная изоляция поровых каналов высокой проницаемости. Основным преимуществом предлагаемой новой композиции является то, что в пластовых условиях она сохраняет устойчивость при высоких давлениях. В наших исследованиях при поддержании давления нагнетания воды, закачанной в пласт после композиции, до 5 атм повышения проницаемости пористой среды не наблюдается. При давлении нагнетания воды 5-6 атм повышение проницаемости пористой среды наблюдает-

ся только через определенное время. При значении минерализации воды, насыщающей поры, 100 мг-экв/л и при давлении закачки воды 5-6 атм через некоторое время наблюдается незначительное повышение проницаемости, а затем наблюдается стабилизация (проницаемость не повышается до значения проницаемости до закачки композиции ( $6.08 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ )).

С целью изучения влияния новой осадкообразующей композиции на нефтеотдачу неоднородного пласта были проведены следующие экспериментальные исследования:

В линейной модели пласта, геометрические размеры которой указаны выше, в неоднородной пористой среде, первый слой которой состоит из кварцевого песка, а второй - из смеси кварцевого песка и бентонитовой глины, после создания начальной нефтенасыщенности и остаточной воды, нефть из модели сначала была вытеснена водой при комнатной температуре и давлении 0.25 атм. Затем в модель была закачана новая осадкообразующая композиция в объеме 25% от объема пор, а предварительно до композиции была закачана слабоминерализованная или пресная вода в количестве 7-10% от общего объема композиции. После выдержки модели в течении определенного времени (около 6-8 часов) в закры-

Таблица 3

**Влияние осадкообразующей композиции, закачанной при различных давлениях в пористую среду, насыщенную водой с минерализацией 70 мг-экв/л, на проницаемость**

Время	Давление закачки воды в поры после композиции, атм.							
	0.25	0.5	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0
	Проницаемость пористой среды, $10^{-12} \text{ м}^2$							
1	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	4.0
2	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.9	4.7
3	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	4.5	5.4
4	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	5.1	6.08
5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	5.6	6.08
6	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	5.85	6.08
7	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	6.08	6.08
8	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	6.08	6.08

Таблица 4

**Влияние осадкообразующей композиции, закачанной при различных давлениях в пористую среду, насыщенную водой с минерализацией 40 мг-экв/л, на проницаемость**

Время	Давление закачки воды в поры после композиции, атм.							
	0.25	0.5	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0
	Проницаемость пористой среды, $10^{-12} \text{ м}^2$							
1	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	3.25
2	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	3.69
3	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	4.05
4	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	4.4
5	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	4.87
6	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.81	5.39
7	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.96	5.79
8	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	2.62	3.23	6.08

Таблица 5

Влияние осадкообразующей композиции, закачанной при различных давлениях в пористую среду, насыщенную водой с минерализацией 100 мг-экв/л, на проницаемость

Время	Давление закачки воды в поры после композиции, атм.							
	0.25	0.5	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0
	Проницаемость пористой среды, $10^{-12}$ м <sup>2</sup>							
1	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98
2	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98
3	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98
4	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	2.12	2.45
5	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	2.95	2.74
6	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	3.5	2.8
7	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	3.5	2.8
8	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	3.5	2.8
9	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	3.5	2.8
10	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98	3.5	2.8

Таблица 6

Влияние осадкообразующей композиции, закачанной при различных давлениях в пористую среду, насыщенную водой с минерализацией 150 мг-экв/л, на проницаемость

Время	Давление закачки воды в поры после композиции, атм.							
	0.25	0.5	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0
	Проницаемость пористой среды, $10^{-12}$ м <sup>2</sup>							
1	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
2	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
3	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
4	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
5	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	1.2	1.35
6	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	1.5	2.22
7	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	2.0	2.35
8	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	2.2	2.37
9	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	2.2	2.37
10	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	2.2	2.37
11	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	2.2	2.37
12	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	2.2	2.37

том состоянии, снова продолжается закачка воды той же минерализации и под тем же давлением. В следующем (втором) исследовании при сохранении условий эксперимента после закачки новой осадкообразующей композиции в пористую среду производится закачка воды под давлением 5 атм., а в третьем эксперименте - 6 атм.

Результаты исследований приведены в таблице 8.

Как видно из таблицы, при закачке новой композиции в обводненную пористую среду, она не вымывается закачанной следом под низким давлением (в нашем эксперименте 0.25 атм.) водой, и изоляционный эффект высокопроницаемых зон увеличивается. Это обеспечивает лучший охват закачиваемой водой зон с низкой проницаемостью. В результате количество вытесняемой из этих зон остаточной нефти увеличивается.

После закачки новой композиции в обводненную пористую среду, закачиваемая следом под

высоким давлением (в нашем эксперименте 5-6 атм.) вода, вымывает небольшое количество образовавшихся солей, и в результате проницаемость пористой среды до определенного времени незначительно растет, а затем стабилизируется (табл.6-7). Это позволяет достичь лучшего охвата воздействием низкопроницаемых нефтенасыщенных зон и обеспечить увеличение объема вытесняемой из этих зон остаточной нефти.

Как было указано выше, закачка воды в пласт после оторочки композиции обеспечивает вытеснение нефти из низкопроницаемых зон. Однако из-за низких вымывающих свойств закачанной воды она не может вытеснить максимальное количество нефти из низкопроницаемых зон.

При активности или высокой активности остаточной нефти, насыщающей поры обводненного пласта, закачка водного раствора щелочей в подобные пласты является более эффектив-

Таблица 7

Влияние осадкообразующей композиции, закачанной при различных давлениях в пористую среду, насыщенную водой с минерализацией 180 мг-экв/л, на проницаемость

Время	Давление закачки воды в поры после композиции, атм.							
	0.25	0.5	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0
	$K_{27}, 10^{-12} \text{ м}^2$							
1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
4	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
5	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
6	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.27	0.34
7	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.45	0.52
8	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.57
9	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.57
10	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.57
11	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.57
12	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.5	0.57

ной [14]. Однако, если в породах, составляющих пласт, имеются глинистые минералы, в результате адсорбции происходит потеря щелочи в растворе, что снижает эффективность способа. В этом случае для повышения эффективности способа или увеличивается объем закачанной оторочки или в растворе, образующем оторочку, выбирается высокая концентрация щелочи, либо осуществляется непрерывная закачка щелочного раствора в пласт. Во всех трех случаях расход щелочи увеличивается, а это с экономической точки зрения не выгодно.

Поэтому закачка ошелощенной воды в подобные пласты считается более оптимальной.

Для проведения дальнейших экспериментальных исследований 5% разработанной новой осадкообразующей композиции добавляется в морскую воду, при этом ионы  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ , содержащиеся в воде, полностью осаждаются. Затем вода полностью отфильтровывается с помощью филь-

тровой бумаги и в результате получается ошелощенная вода. Ошелощенная пластовая вода получается также в этой же последовательности.

Сохраняя условия проведенного исследования такими же, как в опыте 4, вода, закачанная под разными давлениями после оторочки композиции в обводненную пористую среду с остаточной нефтью, была заменена на ошелощенную морскую или пластовую воду. Полученные результаты приведены в таблице 8.

Как видно из таблицы, в результате закачки в пласт после оторочки композиции ошелощенной воды, можно вытеснить большее количество остаточной нефти, по сравнению с закачкой обычной воды. Это объясняется тем, что при контакте щелочной воды с активными компонентами остаточной нефти низкопроницаемых зон образуется мылоподобная эмульсия. В результате, помимо улучшения охвата воздействием низкопроницаемых зон, эти зоны лучше смачиваются рабочим

Таблица 8

Влияние закачки рабочих агентов при различных давлениях после оторочки композиции в обводненную пористую среду с остаточной нефтью на нефтевытеснение

Жесткость	Давление рабочего агента, закачанного в пористую среду после оторочки композиции, атм.					
	0.25		5		6	
	Рабочие агенты, закачанные в пористую среду после оторочки					
	вода	ошелощенная вода	вода	ошелощенная вода	вода	ошелощенная вода
Количество вытесненной остаточной нефти, %						
40	7.5	12.9	4.9	6.3	4	6
70	11.5	14.5	6.2	9	5.1	7.8
100	15.0	21.7	9.82	12.5	8.3	10
150	19.5	24.3	16.7	18.3	14.8	17.1
180	23.1	32.1	21.3	23.7	24	22.2



агентом и создаются условия для более облегченного вытеснения остаточной нефти из пор.

Механизм внутрипластовых процессов, происходящих во время закачки новой осадкообразующей композиции в обводненную пористую среду с остаточной нефтью, объясняется следующим образом:

Ион  $\text{CO}_3^{2-}$ , полученный путем диссоциации карбоната натрия, входящего в состав оторочки осадкообразующей композиции, реагируя с ионами  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  минерализованной воды (пластовой или морской), образует нерастворимые в воде отложения.

Изопропиловый спирт в смеси ускоряет процесс оседания осадков (увеличивает скорость реакции). Входящий в состав композиции полиакрилат натрия играет роль коагулянта и флокулянта, присоединяя к себе частицы, увеличивает их плотность и, таким образом, облегчает процесс осаждения, а также, обеспечивая лучшее проникновение в поры образовавшегося осадка, создает сопротивление закачиваемой воде (даже при высоких давлениях). В результате показатель рН воды увеличивается и ее щелочные свойства улучшаются. С целью изоляции высокопроницаемых зон и вовлечения в разработку нефтенасыщенных зон с низкой проницаемостью, путем направления закачиваемого рабочего агента в эти зоны, последовательно в пласт посредством нагнетательных скважин закачивается осадкообразующая композиция и вода.

Чтобы обеспечить образование осадка не в призабойной зоне, а на определенном расстоянии от этой зоны в глубине пласта, предвари-

тельно до оторочки композиции в пласт закачивается слабоминерализованная или пресная вода в количестве 7-10% от объема оторочки.

Для применения способа в промысловых условиях должны проводиться следующие исследования и мероприятия:

1. Отбирается проба пластовой воды из исследуемого участка и проводится анализ ее состава.
2. Сначала посредством нагнетательных скважин в пласт закачивается слабоминерализованная или пресная вода, затем в качестве оторочки закачивается новая осадкообразующая композиция, которая продвигается по пласту закачанной следом водой.
3. Если нефть обводненного пласта обладает высокой активностью, то в пласт посредством нагнетательной скважины предварительно закачивается слабоминерализованная или пресная вода, затем оторочка осадкообразующей композиции, которая продвигается по пласту закачиваемой следом ошелаченной морской или пластовой водой.
4. Для получения ошелаченной морской воды в промысловых условиях в специальный резервуар собирается морская вода. Затем в морскую воду добавляется осадкообразующая композиция в рассчитанном объеме. Через определенный промежуток времени (приблизительно через 1 час) очищенная от осадка вода (ошелаченная морская вода) закачивается в пласт, как указано в пункте 3.

#### Литература

1. 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.
2. Сулейманов, Б. А. (1995). О фильтрации дисперсных систем в неоднородной пористой среде. *Коллоидный журнал*, 57(5), 743–746.
3. Сулейманов, Б. А., Байрамов, М. М., Мамедов, М. Р. (2004). О влиянии скин – эффекта на дебит нефтяных скважин. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 8, 68–70.
4. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24–28.
5. Suleimanov, B. A. & Veliyev, E.F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 35(4), 319–326.
6. Suleimanov, B. A. & Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. SPE-182534-MS. In *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
7. 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.

#### References

1. 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.
2. Suleimanov, B. A. (1995). Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous medium. *Colloid Journal*, 57(5), 704–707.
3. Suleimanov, B. A., Bayramov, M. M., & Mamedov, M. R. (2004). On the skin-effect influence on the oil wells flow rate. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 8, 68–70.
4. 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.
5. Suleimanov, B. A. & Veliyev, E.F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 35(4), 319–326.
6. Suleimanov, B. A. & Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. SPE-182534-MS. In *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
7. 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.

8. Suleimanov, B. A., Dyshin, O. A., & Veliyev, E. F. (2016, October). Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery (EOR). SPE-181960-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

9. Салаватов, Т. Ш., Сулейманов, Б. А., Нурьяев, А. С. (2000). Селективная изоляция притока жестких пластовых вод в добывающих скважинах. *Нефтяное хозяйство*, 12, 81-83.

10. Баранов, Ю. В., Нигматуллин, И. Г. (1992). Способ разработки обводненного неоднородного пласта нефтяной залежи. *Патент РФ 2043494*.

11. Ибрагимов, Г. З., Фазлутдинов, К. С., Хисамутдинов, Н. И. (1991). Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. *Москва: Недра*.

12. Шахвердиев, А. Х., Панахов, Г. М., Сулейманов, Б. А., и др. (1998). Способ гидроразрыва пласта. *Патент РФ 2122111*.

13. Сургучев, М. Л., Желтов, Ю. В., Симкин, Э. М. (1984). Физико-химические процессы в нефтегазоносных пластах. *Москва: Недра*.

14. Kazimov, F. K. (2004). Neftin qələvilisistemlərlə sıxışdırılmasının tədqiqi və qalıq neftin çıxarılması üçün səmərəli texnologiyanın işlənməsi. Texnika elmləri namizədi alimlik dərəcəsi almaq üçün təqdim edilmiş dissertasiya işinin avtoreferatı. *Bakı: ADNA*.

8. Suleimanov, B. A., Dyshin, O. A., & Veliyev, E. F. (2016, October). Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery (EOR). SPE-181960-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

9. Salavatov, T. Sh., Suleimanov, B. A., & Nuryaev, A. S. (2000). Selective isolation of hard formation waters influx in producing wells. *Oil industry*, 12, 81-83.

10. Baranov, Ju. V., & Nigmatullin, I. G. (1992). Method for development of water-encroached nonuniform formation of oil pool. *RU Patent 2043494*.

11. Ibragimov, G. Z., Fazlutdinov, K. S., & Khisamutdinov, N. I. (1991). The use of chemical reagents to oil production intensification. *Moscow: Nedra*.

12. Shakhverdiev, A. Kh., Panakhov, G. M., Suleimanov, B. A., et al. (1998). Method of hydraulic fracturing of formation. *RU Patent 2122111*.

13. Surguchev, M. L., Zheltov, J. V., Simkin, E. M. (1984). Physical and chemical processes in oil and gas reservoirs. *Moscow: Nedra*.

14. Kazimov, F. K. (2004). Neftin qələvilisistemlərlə sıxışdırılmasının tədqiqi və qalıq neftin çıxarılması üçün səmərəli texnologiyanın işlənməsi. Texnika elmləri namizədi alimlik dərəcəsi almaq üçün təqdim edilmiş dissertasiya işinin avtoreferatı. *Bakı: ADNA*.

## Новая композиция для изоляции обводненных неоднородных пластов

Я.А.Лятифов

SOCAR, Баку, Азербайджан

### Реферат

В статье приводятся результаты воздействия осадкообразующей композицией на обводненные неоднородные пласты, находящиеся на последней стадии разработки и содержащие в порах большое количество остаточной нефти. Применяемая новая композиция при взаимодействии с пластовыми водами, в результате явлений коагуляции и флокуляции, образует в пласте устойчивые осадки. Эти осадки даже при высоких давлениях сохраняют свою устойчивость, проникая в поры обводненных пластов (т.е. не вымываются из пор). В итоге после закачки рабочего агента улучшается охват низкопроницаемых зон, содержащих остаточную нефть. А это позволяет повысить коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом.

**Ключевые слова:** обводненность; неоднородный пласт; новая осадкообразующая композиция; пористая среда; проницаемость; высокопроницаемая зона; низкопроницаемая зона; остаточная нефть; оторочка; ошелаченная вода.

## Sulaşmış qeyri-bircins laylara yeni kompozisiya ilə təsirin tədqiqi

Ya.A.Latifov

SOCAR, Bakı, Azərbaycan

### Xülasə

Hazırkı məqalədə işlənmənin son mərhələsində olan və məsamələrində böyük həcmdə qalıq neft saxlayan sulaşmış və qeyri-bircins laylara çöküntüəmələgətirici kompozisiya ilə təsirin nəticələri verilmişdir. İşlənmiş yeni kompozisiya lay suları ilə qarşılıqlı təsirdə olduqda koagulyasiya və flokulyasiya nəticəsində layda dayanıqlı çöküntülər əmələ gətirir. Bu çöküntülər hətta yüksək təzyiqlərdə belə sulaşmış layın məsamələrinə hərəpə, öz dayanıqlığını saxlayır (yəni, məsamələrdən yuyulmur). Nəticədə məsamələrində qalıq nefti olan azkeçiricilikli zonaların sonradan vurulan işçi agentlə əhatəsi yaxşılaşır. Bu da neftin işçi agentlə sıxışdırılma əmsalının artmasına imkan verir.

**Açar sözlər:** sulaşma; qeyri-bircins lay; yeni çöküntüəmələgətirici kompozisiya; əsaməli mühit; keçiricilik; yüksəkkeçiricilikli zona; azkeçiricilikli zona; qalıq neft; araqatı; qələviləşdirilmiş su.