

УДК 622.276

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО РЕАГЕНТА «DESANDOL 711» ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ ДЛЯ СЛАБОЦЕМЕНТИРОВАННЫХ ПЕСЧАНИКОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

<sup>1</sup>Леонтьев С.А., <sup>1</sup>Кононенко А.А., <sup>2</sup>Дягилев В.Ф.

<sup>1</sup>ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, e-mail: general@tsogu.ru;

<sup>2</sup>Филиал Тюменского индустриального университета, Нижневартовск, e-mail: Tiu-nv@mail.ru

В статье рассматривается технология по применению комплексного химического реагента для крепления слабосцементированных песчаников, которая уменьшает пробкообразование на забое скважин. Эффективность химического метода оценивалась на анализе показателей проницаемости керна до и после прокачки реагента «Desandol 711». Для примера в лабораторных исследованиях использовались среднепроницаемые образцы пород-коллекторов, отобранных из продуктивных отложений пласта АВ1-1,2, АВ1-3 многопластового Самотлорского месторождения. Эксперименты по вытеснению нефти водой определили параметры открытой пористости, остаточной водонасыщенности (Кво), остаточной нефтенасыщенности (Кно) на образцах продуктивных пород до и после тестирования комплексного реагента «Desandol 711», в пластовых условиях. В ходе лабораторных исследований получили снижение проницаемости как естественного процесса образования цементирующего вещества в пласте со слабосцементированными песчаниками в результате обработки его реагентом «Desandol 711». Проницаемость по нефти уменьшилась в пределах 7–12%, а проницаемость по воде – 4,5–5,3%. Применение химического комплексного реагента привело к снижению выноса механических примесей на 83%. В ходе эксперимента выявлено, что химический реагент кроме уменьшения выноса механических примесей, обладая свойством задерживания водной фазы, позволит существенно ограничить водоприток из пласта. В процессе исследования керна рассматривались различные концентрации растворов «Desandol 711» в пределах от 4% до 10%. Выявлена оптимальная концентрация реагента «Desandol 711» для закрепления слабосцементированного песчаника средней проницаемости составляет в пределах 4–7%. Оптимальная концентрация комплексного реагента «Desandol 711» для конкретной скважины месторождения может быть установлена только в ходе опытно-промышленных испытаний.

**Ключевые слова:** песчаники, химический реагент, механические примеси, проницаемость, водонасыщенность, нефтенасыщенность

## RESEARCH OF APPLICATION OF COMPLEX REAGENT «DESANDOL 711» ON LIMITATION OF EMISSIONS OF MECHANICAL IMPURITIES FOR SLIGHTLY CEMENTED SANDBAND OF PRODUCTIVE LAYER

<sup>1</sup>Leontev S.A., <sup>1</sup>Kononenko A.A., <sup>2</sup>Dyagilev V.F.

<sup>1</sup>Tyumen Industrial University, Tyumen, e-mail: general@tsogu.ru;

<sup>2</sup>The branch of the Tyumen Industrial University, Nizhnevartovsk, e-mail: Tiu-nv@mail.ru

The article deals with the technology for the use of a complex chemical reagent for fixing weakly cemented sandstones, which reduces plug-off at the bottom of wells. The efficiency of the chemical method was evaluated by analyzing the core permeability values before and after the «Desandol 711» reagent. For example, in laboratory studies, medium-permeable samples of reservoir rocks selected from the productive deposits of the АВ1-1.2, АВ1-3 layer of the multi-layer Samotlor field were used. Experiments to displace oil with water determined the parameters of open porosity, residual water saturation (Kwo), residual oil saturation on samples of productive rocks before and after testing the complex reagent «Desandol 711», in reservoir conditions. In the course of laboratory studies, a decrease in permeability was obtained, as a natural process of formation of a cementing substance in a reservoir with weakly cemented sandstones as a result of treatment with the «Desandol 711» reagent. Permeability for oil decreased within 7–12%, and water permeability – 4,5–5,3%. The use of a chemical complex reagent led to a decrease in the removal of mechanical impurities by 83%. In the course of the experiment, it was found that the chemical agent, in addition to reducing the removal of mechanical impurities, possessing the property of retention of the aqueous phase will significantly limit the water inflow from the formation. In the process of core analysis, various concentrations of «Desandol 711» solutions were considered in the range from 4% to 10%. The optimum concentration of the «Desandol 711» reagent was determined to fix the weakly-cemented sandstone of average permeability in the range of 4% to 7%. The optimal concentration of the Desandol 711 complex reagent for a specific well in the field can only be established during pilot trials.

**Keywords:** sandstones, chemical reagent, mechanical impurities, permeability, water saturation, oil saturation

Слабосцементированные песчаники составляют значительную долю пород по месторождениям Западной Сибири, в том числе на Самотлорском месторождении. На Самотлорском месторождении выявлены залежи нефти промышленного значения в пластах: АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, АВ<sub>2-3</sub>, АВ<sub>4-5</sub>, АВ<sub>6</sub>,

АВ<sub>7</sub>, АВ<sub>8</sub>, БВ<sub>0</sub>, БВ<sub>1</sub>, БВ<sub>2</sub>, БВ<sub>7</sub>, БВ<sub>8</sub><sup>0</sup>, БВ<sub>8</sub><sup>1-3</sup>, БВ<sub>10</sub>, БВ<sub>19-22</sub>, ЮВ<sub>1-2</sub>. Основные запасы нефти, их большая часть, сосредоточены в продуктивных пластах АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>, АВ<sub>2-3</sub>, АВ<sub>4-5</sub>, БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>10</sub>, ЮВ<sub>1</sub>.

Слабое цементирование песчаников приводит к выносу механических примесей

в скважины, и, как следствие, при эксплуатации скважин происходит образование песчаных пробок на забое и снижение нефтеизвлечения [1, 2]. Для уменьшения выноса механических примесей с флюидом применяют технологии для крепления слабосцементированных песчаников, в частности рассматривается возможность применения реагента «Desandol 711». Исследования проводились на керновом материале пластов АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> Самотлорского месторождения и определялась характеристика изменения градиента давления для граничных показателей высыпания механических примесей. Проведен сравнительный анализ показателей проницаемости до и после прокачки реагента «Desandol 711».

Определение остаточной нефтенасыщенности по пластам АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup>; АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> Самотлорского месторождения (табл. 1), проводилось в два этапа, в соответствии со стандартными методиками [3–5].

Первый этап – определение коэффициентов вытеснения нефти пластовой водой и остаточной нефтенасыщенности на составной модели.

Второй этап – определение выноса механических примесей.

*Модель 1* – среднепроницаемые образцы пород-коллекторов, отобранные, из продуктивных отложений пласта АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> представлены тремя образцами № 14.13; № 16.13; № 12.13, средние значения проницаемости которых составило:

Кпр. по газу изменяется от 298,30 до 357,15, среднее 321,36 мД.

Кпр. по воде изменяется от 170,72 до 146,17, среднее 155,12 мД.

Кпр. по нефти изменяется от 298,30 до 357,15, среднее 124,3 мД.

Проведённые эксперименты показали, что образцы пород коллекторов характеризуются сравнительно высокими величинами коэффициента остаточной нефтенасыщенности ( $K_{\text{он}}^{\text{сп}} = 38,5\%$ ), которые изменяется в пределах – от 37,7 до 39,4%, коэффициенты вытеснения нефти водой для этих отложений варьируют от 0,482 до 0,520, что в среднем составляет около 0,499.

При определении коэффициентов вытеснения нефти пластовой водой при стационарной фильтрации флюидов, величинам коэффициента пористости и остаточной нефтенасыщенности был произведен перерасчет отдельных параметров открытой пористости моделей с различным содержанием остаточной воды в порах. Выделено по три группы пор.

*Модель 1 нефтевытеснение пластовой водой:*

1) поры, заполненные остаточной водой – 22,9%,

2) поры, заполненные остаточной нефтью – 38,5%,

3) поры, освобожденные от нефти, путем вытеснения её водой – 38,6%.

Эти данные позволяют оценить эффективную и динамическую емкость различных классов пород-коллекторов и их способность к нефтеизвлечению. Определение выноса механических примесей составило не более 2% от всего объема пород составной модели.

Проведенный авторами анализ показал, что минералогический состав механических примесей представлен кварцем, полевыми шпатами, обломками пород и гидроокислами железа. Обломки в различной степени окатанные, с преобладанием не окатанных угловатых зерен, с неровными краями. Форма зерен чаще всего неправильная и изометричная, редко таблитчатая и близка к призматической. Размер преобладающей фракции 0,1–0,15 мм, максимальный диаметр единичных зерен достигает 0,15 мм. Гидроокислы железа аморфного состава, образуют бесформенные скопления.

*Модель 2* – высокопроницаемые образцы пород-коллекторов, отобранные из продуктивных отложений пласта АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> представлены тремя образцами № 18.13; № 15.13; № 17.13, среднее значение проницаемости которых составило:

Кпр. по газу изменяется от 518,27 до 451,07, среднее 494,62 мД.

Кпр. по воде изменяется от 246,48 до 212,0, среднее 231,67 мД.

Кпр. по нефти изменяется от 199,59 до 179,98, среднее 191,98 мД.

Образцы характеризуются сравнительно невысокими величинами коэффициента остаточной нефтенасыщенности ( $K_{\text{он}}^{\text{сп}} = 33,7\%$ ), который изменяется в широких пределах – от 32,7 до 35,0% соответственно, коэффициенты вытеснения нефти пластовой водой, для этих отложений имеют средние значения и варьируют от 0,550 до 0,576, что в среднем составляет около 0,564 (табл. 2).

При определении коэффициентов вытеснения нефти пластовой водой при стационарной фильтрации флюидов, величинам коэффициента пористости и остаточной нефтенасыщенности был произведен перерасчет отдельных параметров открытой пористости моделей с различным содержанием остаточной воды в порах. Выделено по три группы пор.:

Модель 2 нефтевытеснение пластовой водой):

1) поры, заполненные остаточной водой – 22,6%;

2) поры, заполненные остаточной нефтью – 33,7%;

3) поры, освобожденные от нефти, путем вытеснения её водой – 43,7%.

Определение выноса механических примесей составило не более 3% от всего объема пород составной модели. Минералогический состав механических примесей представлен

кварцем, плагиоклазом и карбонатом. Обломки минералов хорошо и плохо окатанные, с неровными краями. Форма зерен изометричная, таблитчатая и в основном неправильная. Размеры обломков изменяются в пределах от 0,03 до 0,2 мм. Кварцевые обломки отмечены чаще других. Карбонат в процентном соотношении составляет не более 3% от всего состава механических примесей, образует гранобластовые зерна неправильной формы с неровными извилистыми и зазубренными краями размером до 0,05 мм.

**Таблица 1**

Результаты исследования фильтрационно-емкостных свойств, проведенных на моделях слабосцементированных песчаников продуктивных пластов

Лаб.номер образца	Место отбора, м Пласт	Параметры образцов керна					Начальная нефтенасыщенность $S_{и}^{нач.д. ед.}$	Остаточная нефтенасыщенность $S_{в}^{ост.д. ед.}$	Коэффициент вытеснения нефть/газ β, д. ед.	Линейная скорость. Улин, м/сут
		Пористость, %	Объем пор, см <sup>3</sup>	Проницаемость по газу мД.	Проницаемость по нефти мД. при Кво.	Проницаемость по воде мД. при Кно				
Модель 1										
14.13	1797,48 АВ1-3	20,22	4,480	357,15	138,93	170,72	0,786	0,377	0,520	2,95
16.13	1798,2 АВ1-3	19,70	3,944	303,65	115,05	148,48	0,767	0,386	0,497	2,95
12.13	1819,6 АВ1-3	19,81	3,966	298,30	118,93	146,17	0,760	0,394	0,482	2,95
среднее значения							0,771	0,385	0,499	
Модель 2										
18.13	1798,6 АВ1-2	23,53	4,774	518,27	196,37	236,53	0,773	0,334	0,568	2,36
15.13	1821,2 АВ1-3	21,91	4,386	514,54	199,59	246,48	0,771	0,327	0,576	2,36
17.13	1949,6 АВ1-3	23,30	4,665	451,07	179,98	212,0	0,778	0,350	0,550	2,36
среднее значения							0,774	0,337	0,564	

На основании эксперимента по вытеснению нефти водой определили не только параметры открытой пористости, остаточной водонасыщенности (Кво), остаточной нефтенасыщенности (Кно), были сформулированы требования к подготовке образцов продуктивных пород к тестированию реагента «Desandol 711» в пластовых условиях.

В создаваемой насыпной модели для получения пористости соотношения величин порового объема обломков к суммарному объему каждого образца, составляющих 3,944 и 4,386 см<sup>3</sup>. Заводнение с помощью прокачки не ухудшило эффективной проницаемости по воде при скорости потока в диапазоне от 10 мл/ч до 60 мл/ч при пластовой температуре.

Эффективная проницаемость по пластовой воде при пластовой температуре составляла 148 и 246 мД.

После подготовки образцов цементированного ядра путем замещения в пласте соленой пластовой воды нефтью, остаточная водонасыщенность (Кво) для составной модели 1 и 2 составила соответственно 23,32 и 22,91%. Градиент давления во время измерения эффективной проницаемости нефти при пластовой температуре в прямом и обратном направлениях при Кво был стабильным для цементированных образцов ядра. Градиент давления также был стабилен во время обработки порового пространства обоих образцов.

Результаты исследования представлены в табл. 2.

Во время прокачки после обработки 4%-ным раствором «Desandol 711» цементированных образцов модели 1, шести поровых объемов нефти при скорости прокачки 60 см<sup>3</sup>/ч и T = 76 °C, градиент давления резко увеличился с 30 до 180 атмосфер. Однако когда направление потока было повернуто в обратную сторону, градиент давления сразу же снизился до 40 атмосфер и оставался стабильным на протяжении последующих измерений проницаемости.

Причина этого – образование водонепроницаемой эмульсии, но факт того, что градиент давления так быстро восстановился после перенаправления потока, дает основание предполагать, что закупорка находилась очень близко к верхней части ядра, возможно в головной части кернодержателя. Если закупорка была фактически в образце ядра, то можно ожидать, что она устранится в течение не продолжительного периода времени. После обработки образцов модели 4%-ным раствором «Desandol 711», время

выдержки на реакцию реагента с песчаным коллектором – 72 ч.

После подготовки двух образцов цементированного ядра методом вытеснения нефти пластовой водой, определили остаточную нефтенасыщенность – Кно, с помощью реторты, результаты соответственно составили 38,6 и 33,7%.

Сравнивая результат до и после обработки реагентом «Desandol 711», с 4%-ной концентрацией 1 модели, проницаемость по нефти снизилась как в прямом (скважина – пласт), так и в обратном (пласт – скважина) направлениях. Проницаемость по нефти в прямом направлении снизилась с 115 до 104 мД, что ниже на 9,6%. Проницаемость по нефти в обратном направлении снизилась с 105 до 97 мД, что ниже на 7,6%. Проницаемость по воде в прямом направлении снизилась с 148 до 139 мД, что ниже на 6,1%. Проницаемость по воде в обратном направлении снизилась с 134 до 127 мД, что ниже на 5,3%.

Количество мех. примесей снизилось с 2% до 0,5%, что ниже на 75%.

Сравнительный результат до и после обработки реагентом «Desandol 711» с 7%-ной концентрацией 2 модели показал, что проницаемость по нефти также снизилась в прямом и обратном направлении. Проницаемость по нефти в прямом направлении снизилась с 199 до 178 мД, что ниже на 10,6%. Проницаемость по нефти в обратном направлении снизилась с 181 до 160 мД, что ниже на 11,7%. Проницаемость по воде в прямом направлении снизилась с 246 до 221 мД, что ниже на 10,2%. Проницаемость по воде в обратном направлении снизилась с 224 до 214 мД, что ниже на 4,5%.

Количество механических примесей снизилось с 3% до 0,5%, что ниже на 83%.

### Выводы

1. Снижение проницаемости – естественный процесс образования цементующего вещества в пласте со слабосцементированными песчаниками в результате обработки его реагентом «Desandol 711». При обработке слабосцементированного пласта высокой проницаемости (от 130 до 300 мД) 4%-ным и 7%-ным раствором реагента «Desandol 711» в безводной (товарной) нефти значения следующих параметров снизились соответственно: – проницаемость по нефти (пласт – скважина) – на 7,6% и 11,7%, – проницаемость по воде – на 5,3% и на 4,5%, – количество механических примесей – на 83,0%.

Таблица 2

Результаты исследования цементированности керн

Идентификационный номер	Ед. изм.	Цементированный песчаник модель 1	Цементированный песчаник модель 2
Глубина	(м)	1445	1467
Длина	(см)	29,9	29,9
Площадь	(см <sup>2</sup> )	7,018	7,018
Объем пор (длина*площадь)	(см <sup>3</sup> )	20,002	20,002
Свойства в свежем состоянии			
Эффективная проницаемость по воде	(мД)	148	246
Коэффициент пористости	(%)	19,7	21,9
Поровый объем	(см <sup>3</sup> )	3,944	4,386
Остаточная водонасыщенность	(см <sup>3</sup> )	0,919	1,004
Остаточная нефтенасыщенность	(см <sup>3</sup> )	1,522	1,434
Определение Кво			
Максимальное капиллярное давление	(бар)	2,0	2,0
Добытая жидкость	(см <sup>3</sup> )	1,503	1,948
Кво	(у.е.)	0,233	0,229
Проницаемость по воде до обработки			
Эффективная проницаемость по воде, прямое направление	(мД)	148	246
Эффективная проницаемость по воде, обратное направление	(мД)	134	224
Обработка			
Концентрация реагента	(%)	4,0	7,0
Проницаемость по воде после обработки			
Эффективная проницаемость по воде, прямое направление	(мД)	139	221
Эффективная проницаемость по воде, обратное направление	(мД)	127	214
Снижение проницаемости			
Прямое направление	(%)	-6,1	-10,2
Обратное направление	(%)	-5,3	-4,5
Средний показатель сокращения	(%)	-5,7	-7,3
Проницаемость по нефти до обработки			
Эффективная проницаемость по нефти, прямое направление	(мД)	115	199
Эффективная проницаемость по нефти, обратное направление	(мД)	105	181
Обработка			
Концентрация реагента	(%)	4,0	7,0
Проницаемость по нефти после обработки			
Эффективная проницаемость по воде, прямое направление	(мД)	104	178
Эффективная проницаемость по воде, обратное направление	(мД)	97	160
Снижение проницаемости			
Прямое направление	(%)	-9,6	-10,6
Обратное направление	(%)	-7,6	-11,7
Средний показатель сокращения	(%)	-8,6	-11,1

Обработка пласта реагентом «Desandol 711» с концентрацией от 10 % может привести к значительной потере проницаемости по воде – более 50 %.

2. Оптимальная концентрация реагента «Desandol 711» для закрепления слабосцементированного песчаника средней проницаемости составляет в пределах 4–7 %.

3. Обработка слабосцементированного пласта средней проницаемости реагентом «Desandol 711» концентрацией 10 % может привести к значительной потере проницаемости.

4. Необходимо отметить, что при обработке реагентом всех исследуемых концентраций реагента проницаемость по воде



снизилась для всех образцов. Выявление в ходе экспериментов этого аспекта дает основание считать, что помимо ограничения выноса механических примесей, обладая свойством задерживания водной фазы, применение данного реагента позволит существенно ограничить водоприток из пласта. Оптимальная концентрация для конкретной скважины месторождения может быть установлена только в ходе опытно-промышленных испытаний.

#### Список литературы / References

1. Апасов Т.К., Апасов Р.Т., Апасов Г.Т. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учеб. пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. 187 с.

Апасов Т.К., Апасов Р.Т., Апасов Г.Т. Methods of an intensification of oil production and increase in oil recovery for fields of Western Siberia: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. 187 p. (in Russian).

2. Коротенко В.А., Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 104 с.

Korotenko V.A., Kryakvin A.B., Grachev S.I. Physical bases of development of oil fields and methods of increase in oil recovery. Tyumen: TyumGNGU, 2014. 104 p. (in Russian).

3. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке образцов/проб для определения коллекторских свойств. М.: Издательство стандартов, 1985. 6 с.

4. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостями насыщением. М.: Издательство стандартов, 1985. 6 с.

5. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. М.: Издательство стандартов, 1985. 6 с.