

# **ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫТЕСНЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД И ПРИЕМИСТОСТИ ПЛАСТОВ-ПРИЕМНИКОВ ПРИ ЗАКАЧКЕ В ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИЕ ВОДОНОСНЫЕ ПЛАСТЫ ЖИДКИХ ОТХОДОВ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА ПРИ ДОБЫЧЕ И ПОДЗЕМНОМ ХРАНЕНИИ ГАЗА**

*А.Ф. Соколов, О.М. Монахова, А.Е. Алеманов  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

При организации полигона по захоронению жидких производственных отходов (далее – жидкие отходы) при добыче и подземном хранении газа в водоносном пласте важно знать приемистость пласта для жидких отходов различного состава. В качестве исходного параметра при этом можно рассматривать проницаемость пласта по пластовой воде, насыщающей этот объект до начала нагнетания жидких отходов. Если в хорошо проницаемых пористых средах уменьшение эффективного сечения для фильтрующейся воды вследствие нахождения части воды в неподвижном состоянии (в пристеночном слое) не очень заметно и проницаемость по воде может не намного снижаться по сравнению с газопроницаемостью, то в низкопроницаемых породах (с проницаемостью ниже 50–100 мД) описываемый эффект может быть значительным [1].

Наличие глинистых минералов в составе породы, особенно монтмориллонита, а также гидрослюд, иллита может в еще большей степени влиять на снижение проницаемости породы [2].

До начала эксплуатации полигона по захоронению жидких отходов поровое пространство глубокозалегающего водоносного пласта-приемника заполнено пластовой водой. В большинстве случаев эта вода представляет собой раствор NaCl и других солей, содержание которых зависит от особенностей генезиса водонапорного бассейна в данном регионе. Закачиваемые жидкие отходы имеют минерализацию равную либо меньшую, чем вода принимающего пласта, поскольку в их состав могут входить также маломинерализованные воды.

Таким образом, одним из характерных процессов в пласте-приемнике жидких отходов является вытеснение пластовой воды

менее минерализованной водой, каковой являются закачиваемые в пласт жидкие отходы. Процесс вытеснения сопровождается замещением в порах пласта одного водного раствора другим, а также молекулярной и конвективной взаимной диффузией компонентов растворов на их контакте.

Если в закачиваемой жидкости отсутствуют углеводородные примеси или их количество относительно мало, то вытеснение пластовой воды закачиваемой жидкостью будет представлять процесс «смешивающегося вытеснения», когда на фронте вытеснения отсутствует межфазная граница раздела. Особенности смешивающегося вытеснения одной жидкости другою изучены в нефтедобывающей промышленности в связи с применением способа разработки продуктивного пласта в режиме вытеснения нефти растворителями [3]. Для контроля за процессом смешивающегося вытеснения в лаборатории используют такие параметры, как допрорывный и полный коэффициенты вытеснения, длина зоны смеси как функция пройденного расстояния и некоторые другие. В промышленных условиях, кроме того, используют еще один важнейший параметр – коэффициент охвата пласта нагнетаемым агентом.

Полученные в ходе физического моделирования данные о величинах коэффициентов вытеснения и длине зоны смеси необходимы для оценки размеров зоны распространения закачанной жидкости в пласте-приемнике.

Эксплуатация глубокопогруженных горизонтов как объектов захоронения жидких отходов должна предусматривать (независимо от режима закачки – постоянного или периодического), замещение жидкими отходами пластовой воды путем ее оттеснения к периферии пласта-приемника. При этом формируются гидрохимические системы «жидкие отходы – пластовая вода», «жидкие отходы – пластовая вода – порода», «жидкие отходы – порода», в которых развиваются физико-химические процессы между жидкой и твердой фазами, сопровождающиеся окислительно-восстановительными реакциями, катионным обменом, сорбцией, десорбцией, деятельностью бактерий в анаэробных условиях. Все это ведет к изменению фильтрационно-емкостных свойств пород, часто сопровождающемуся кольматацией порового пространства призабойной зоны скважины.

Для получения достоверных результатов об исследуемом процессе необходимо сочетать натуральный эксперимент и моделирование. В натурном эксперименте все свойства образца породы и флюидов, а также термобарические условия лабораторного эксперимента точно соответствуют пластовым. Отличие заключается в том, что в лаборатории мы имеем дело только с фрагментом натурального пласта-приемника. Поэтому результаты эксперимента будут точно такими же, как в натурном пласте, если они не зависят от длины фильтрационного канала, и будут отличаться, если на них влияет эта длина. Минимальная длина образца породы, которую необходимо соблюдать в лаборатории, чтобы результаты эксперимента соответствовали получаемым на натурном объекте, определяется критериями подобия.

Согласно данным [3], результаты смешивающегося вытеснения (а вытеснение жидкими отходами нормированного состава пластовой воды по-существу является таким процессом) слабо зависят от скорости вытеснения: при изменении скорости в 4 раза длина зоны смеси изменяется всего на 5 %. Поэтому в экспериментах с целью изучения закономерностей образования зоны смеси и с целью оценки коэффициентов вытеснения можно поддерживать в принципе любые удобные скорости. Иными словами, при моделировании вытеснения пластовой воды жидкими отходами комплекс

$$\pi_v = \frac{v\mu L}{kP}$$

не относится к критериям, выдерживать которые необходимо, а это важно, поскольку позволяет проводить эксперименты, относящиеся как к ближней зоне (зона непосредственного поступления жидких отходов в пласт-приемник), так и к дальней зоне, с одинаковыми удобными скоростями. Важным преимуществом такого упрощения условий экспериментов является возможность сравнивать результаты опытов даже в тех случаях, когда скорости фильтрации не одинаковы.

При смешивающемся вытеснении скорость фильтрации слабо влияет на коэффициенты вытеснения и длину зоны смеси. Однако при вытеснении пластовой воды менее минерализованными жидкими отходами в условиях пласта, содержащего глинистые минералы типа гидрослюд и монтмориллонитов, очевидно, будет

происходить более или менее значительное набухание глин и изменение приемистости пласта. Поэтому для получения в экспериментах результатов, которые можно было бы переносить на пласт, при моделировании процессов вытеснения необходимо соблюдение ряда условий:

- в экспериментах необходимо использовать либо пробы натуральных флюидов (пластовой воды, жидких отходов), либо близкие к ним по составу модели;
- модели пласта необходимо готовить с использованием образцов натуральных пород (кернов), поскольку смоделировать породу по минералогическому составу и смачиваемости практически невозможно;
- термобарические условия в модельном пласте должны быть близки к условиям натурального пласта, поскольку они влияют на характер взаимодействия твердой фазы (это особенно важно для глинистых включений) и жидких отходов;
- должны быть учтены такие параметры натурального пласта и слагающей его породы, как размер пор (или абсолютная проницаемость), а также характерный размер представительного участка пласта.

Исходя из перечисленных условий, при моделировании процесса вытеснения пластовой воды жидкими отходами необходимо соблюдение следующих безразмерных параметров:

$$\pi_{\mu} = \frac{k\Delta P}{\bar{\mu}D_0};$$

$$\pi_D = \frac{\tau D_0}{L^2};$$

$$\pi_k = \frac{L}{\sqrt{k}},$$

где  $k$  – абсолютная проницаемость пористой среды;  $\bar{\mu}$  – средняя вязкость фильтрующегося флюида;  $D_0$  – коэффициент молекулярной диффузии характерного компонента флюида, влияющего на взаимодействие флюида с глинами;  $L$  – характерная длина участка пласта или модели;  $\Delta P$  – перепад давления на характерной длине;  $\tau$  – характерное время.

Равенство  $\pi_{\mu}$  и  $\pi_D$  для натуры и для модели обеспечивает идентичность процессов вытеснения и взаимодействия флюидов с глинистыми включениями на молекулярном уровне, равенство параметра  $\pi_k$  обеспечивает идентичность протекания процесса вытеснения в гидродинамических критериях.

Поскольку по вязкости пластовая вода и жидкие отходы отличаются не намного, возможно в качестве величины  $\bar{\mu}$  использовать среднее значение вязкости. В качестве характерной длины для натурного пласта возможно брать расстояние, после прохождения которого (по данным [3]) происходит стабилизация размера (длины) зоны смеси в случаях, когда вытеснение является смешивающимся, т.е. это 30–50 м. Для модели пласта характерная длина – длина модели, характерное время – время прохождения фронтом флюида характерной длины.

На установке, позволяющей изучать фильтрационные процессы при воспроизведении реальных термобарических условий существования пласта, была выполнена серия экспериментов по оценке приемистости пластов-приемников и коэффициентов вытеснения пластовой воды различными по химическому составу жидкими отходами при фильтрации их через модель пласта. Подобные эксперименты позволяют установить возможное изменение проницаемости вследствие взаимодействия флюидов с глинистыми составляющими породы.

Различия в минерализации вытесняемого и вытесняющего флюидов дают возможность контролировать динамику процесса по изменению содержания в «продукции» модели пласта, например, иона хлора, по изменению общей минерализации жидкости или по изменению катион-анионного баланса. Поскольку хлориды являются преобладающими анионами в высокоминерализованных водах и не склонны к образованию ассоциированных ионных пар, они обладают наибольшей растворимостью и слабо выраженной способностью к сорбции на взвесах. Разница концентраций хлора в пластовой воде и жидких отходах позволяет применить аргентометрический метод при контроле за вытеснением одного флюида другим. Метод основан на осаждении хлор-иона при  $\text{pH} = 5 \div 9,5$  раствором азотнокислого серебра в присутствии хромата калия в качестве индикатора. Предварительно модель пласта насыщается

пластовой водой, определяются начальные концентрации хлора в исходных жидкостях до фильтрации. При вытеснении пластовой воды жидкими отходами отбираются пробы фильтрующихся флюидов и производится определение хлора в каждой пробе последовательно до постоянной величины, соответствующей его содержанию в исходной пробе жидких отходов. Строится график зависимости содержания хлора в вытесняемой жидкости от объема профильтрованного флюида. График дает возможность определить допрорывный  $V_1$  и полный  $V_2$  относительные объемы закачки, которые соответствуют допрорывному и полному коэффициентам вытеснения. Длина зоны смеси:

$$S = V_2 - V_1.$$

Исследовалось изменение фильтрационной характеристики моделей принимающего пласта длиной 0,153, 0,306, 1,0 и 5,0 м при нагнетании последовательно пластовой воды и жидких отходов, причем от опыта к опыту минерализацию жидких отходов изменяли.

Основные данные о моделях пласта объектов исследования – Касимовского подземного хранилища газов (КПХГ) и Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения (ЗНГКМ) представлены в табл. 1.

Таблица 1

**Основные данные о моделях пласта Касимовского ПХГ и Заполярного НГКМ**

Параметры модели	Касимовское ПХГ		Заполярное НГКМ		
	Длина $L$ , см	153,0	100,20	153,0	30,2
Площадь поперечного сечения $F$ , см <sup>2</sup>	2,58	11,76	2,58	8,04	5,31
Пористость $m$ , %	34,5	36,40	37,10	22,50	22,20
Объем пор $V_{п}$ , см <sup>3</sup>	27,6	428,56	29,90	54,85	590,0
Проницаемость $k$ , мД	120,0	240,00	19,87	3,39	16,59

При компоновке модели Касимовского ПХГ использовали керн скв. 124 (интервал отбора 822–827 м), представленный слабосцементированным песком. В качестве пластовой воды использовали натурную пробу воды из скв. 126 (цигровский горизонт),

в качестве жидких отходов – натурные жидкие отходы и смеси их с дистиллированной водой в различных соотношениях.

Исследование фильтрационной характеристики модели пласта проводилось без противодействия на выходе с поддержанием постоянного давления на входе керна  $P_{\text{вх}} = 0,1 \text{ МПа} + P_6$ , т.е. давление на выходе было равно  $P_6$  – барометрическому давлению, температура флюидов выдерживалась в серии экспериментов на уровне  $23 \text{ }^\circ\text{C}$  (для модели пласта длиной  $L = 0,153 \text{ м}$ ). Часть экспериментов выполнена с противодействием на выходе керна  $P_{\text{вых}} = 1,0 \text{ МПа} + P_6$  и давлением на входе  $P_{\text{вх}} = 1,14 \text{ МПа} + P_6$  (для модели пласта длиной  $L = 1,0 \text{ м}$ ), температура флюидов в этих экспериментах менялась в диапазоне  $20,0\text{--}22,9 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Поскольку в пласте-приемнике ПХГ направление фильтрации характеризуется цикличностью, то в экспериментах исследовались и процессы вытеснения жидких отходов пластовой водой.

Изменение фильтрационной характеристики модели принимающего пласта (длина модели  $0,153 \text{ м}$ ) исследовалось при нагнетании последовательно:

- пластовой воды скв. 126 щигровского горизонта (использовалась натурная проба);
- слабоминерализованной воды (моделью служила дистиллированная вода);
- пластовой воды скв. 126 щигровского горизонта (использовалась натурная проба).

При нагнетании дистиллированной воды (рис. 1) произошло существенное снижение приемистости по отношению к пластовой воде (в 4,9 раза). Повторное нагнетание пластовой воды в таком же количестве, что и слабоминерализованной воды (~12,2 объемов пор), улучшило приемистость по сравнению с фильтрацией слабоминерализованной воды.

При повторном нагнетании пластовой воды ~8,2 порового объема наступила стабилизация приемистости на уровне в ~2 раза ниже первоначальной приемистости по пластовой воде и в ~2,5 раза выше приемистости слабоминерализованной воды.

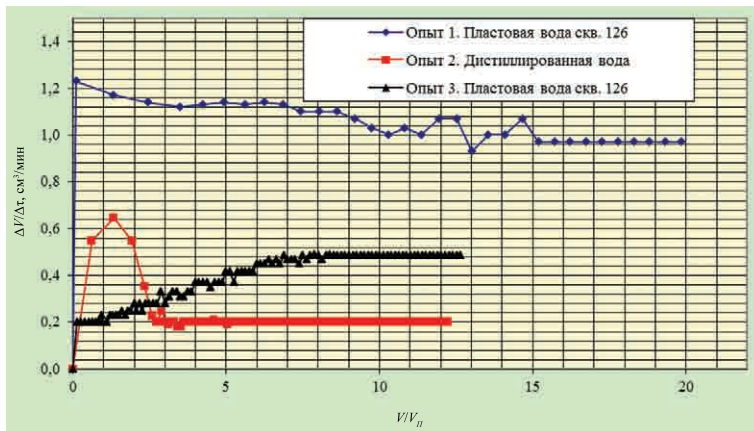


Рис. 1. Зависимость текущего расхода от объема профильтрованной жидкости.  
 Керна: Касимовское ПХГ, скв. 124, интервал отбора 822–827 м,  
 песок слабощементированный, длина модели пласта  $L = 0,153$  м

Таким образом, увеличением минерализации закачиваемой жидкости можно повысить приемистость нагнетательной скважины, если она снизилась в процессе предшествующей закачки слабоминерализованных жидких отходов. Подобную процедуру чередования нагнетательных флюидов можно рекомендовать для применения в условиях действующих полигонов. Периодичность чередования будет определяться на практике временем существенного затухания приемистости скважины. Степень необходимой минерализации водной составляющей нагнетаемого флюида зависит от особенностей пласта-приемника.

При исследовании влияния на фильтрационные характеристики модели принимающего пласта жидких отходов с различной минерализацией проводили последовательно нагнетание:

- пластовой воды скв. 126 (щигровский горизонт);
- жидких отходов 100 % + дистиллированной воды 0 %;
- жидких отходов 75 % + дистиллированной воды 25 %;
- жидких отходов 50 % + дистиллированной воды 50 %;
- жидких отходов 25 % + дистиллированной воды 75 %.

При последующей фильтрации смесей жидких отходов с дистиллированной водой приемистость еще более возрастала по мере увеличения содержания в смеси дистиллированной воды.



Из данных серии опытов по вытеснению последовательно пластовой воды (минерализация  $156 \text{ г/дм}^3$ ) жидкими отходами с постепенно убывающей минерализацией ( $149 \rightarrow 114 \rightarrow 78 \rightarrow 39 \text{ г/дм}^3$ ), представленных на рис. 2, следует, что при минерализации поступающих жидких отходов не менее  $39 \div 40 \text{ г/дм}^3$  на приемистость пласта влияет, через минерализацию флюида, его вязкость. Чем меньше вязкость (т.е. минерализация), тем выше установившаяся приемистость.

В результате проведенных экспериментов на моделях пласта длиной  $0,153$  и  $1,0$  м с использованием натуральных материалов (керна, пластовой воды, жидких отходов, дистиллированной воды как модели слабоминерализованных составов жидких отходов Касимовской площади) были определены коэффициенты вытеснения при фильтрации последовательно высокоминерализованных, слабоминерализованных флюидов и наоборот.

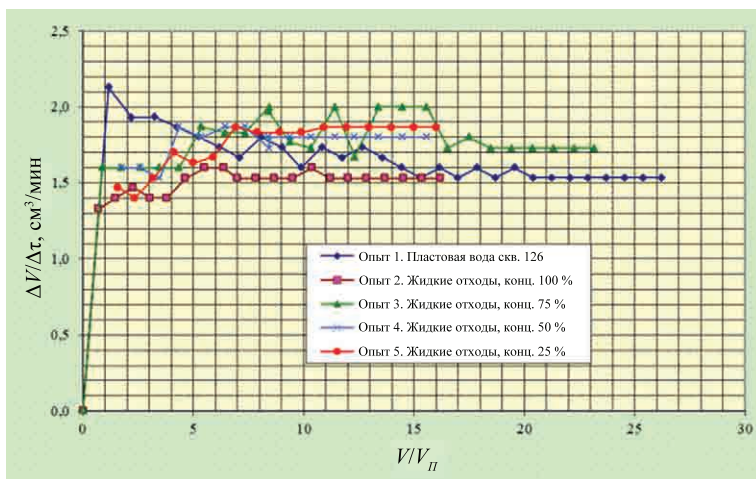


Рис. 2. График зависимости текущего расхода от объема профильтрованной жидкости. Керн: Касимовское ПХГ, скв. 124, интервал отбора 822–827 м, песок слабосцементированный, длина модели пласта  $L = 0,153$  м

При вытеснении пластовой воды дистиллированной водой и наоборот коэффициенты вытеснения составили  $64\text{--}68$  и  $93$  % соответственно (модель пласта длиной  $0,153$  м).

При вытеснении пластовой воды жидкими отходами с постепенно убывающей минерализацией ( $149 \rightarrow 114 \rightarrow 78 \rightarrow 39$  г/дм<sup>3</sup>) коэффициенты вытеснения составили (%)  $91 \rightarrow 94 \rightarrow 87 \rightarrow 69$  на модели пласта длиной 0,153 м.

На рис. 3 приведен график (жидкие отходы с минерализацией 39 г/дм<sup>3</sup>) зависимости содержания хлора в вытесняемой жидкости от объема профильтрованного флюида, по которому можно наблюдать за процессом вытеснения одного флюида другим. Вытесняющий флюид появился на выходе модели пласта после закачки его в количестве 0,69 порового объема. Таким образом, допрорывный коэффициент вытеснения в этом случае составил 69 %.

На модели пласта длиной 1,002 м при вытеснении пластовой воды жидкими отходами (минерализация 129,90 г/дм<sup>3</sup>), и наоборот, коэффициенты вытеснения составили 89–93 и 89 % соответственно.

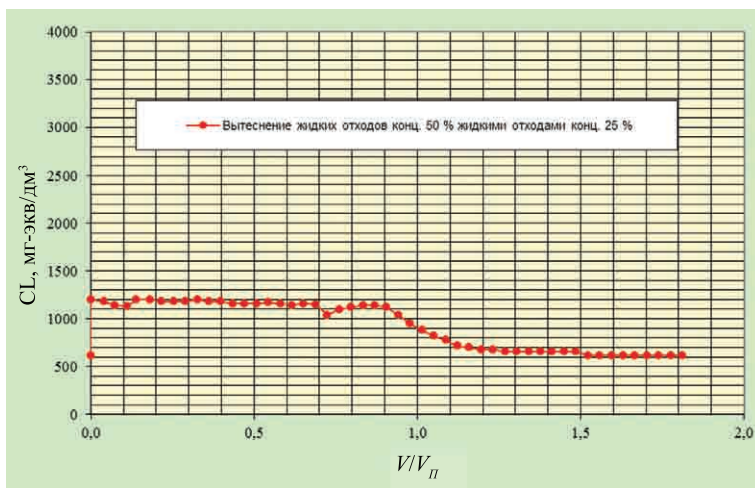


Рис. 3. График зависимости содержания хлора в вытесняемой жидкости от объема профильтрованного флюида. Керн: Касимовское ПХГ, скв. 124, интервал отбора 822–827 м, песок слабосцементированный, длина модели пласта  $L = 0,153$  м

В опытах, поставленных для исследования приемистости сеноманского водоносного горизонта (Заполярье НГКМ), в качестве пластовой воды использовали натурную пробу воды из скв. 13П,

в качестве моделей жидких отходов – смеси жидких отходов и дистиллированной воды в соотношениях 100:0 и 50:50 %.

В качестве породы использовался слабосцементированный песок скв. 106.0 Заполярного НГКМ, интервал отбора 1360–1377 м. На модели пласта длиной 0,302 м была проведена серия экспериментов по фильтрации пластовой воды сеноманского горизонта как при достаточно высоких давлениях ( $P_{\text{вх}} = 13,36 \text{ МПа} + P_6$ ,  $P_{\text{вых}} = 12,72 \text{ МПа} + P_6$ ,  $\Delta P = 0,64 \text{ МПа}$ ), так и при давлениях нагнетания ( $P_{\text{вх}} = 0,1 \text{ МПа} + P_6$ ,  $P_{\text{вых}} = P_6 \text{ МПа}$ ,  $\Delta P = 0,1 \text{ МПа}$ ), причем в первом опыте модель пласта и пластовую воду предварительно вакуумировали, в других нагнетали пластовую воду, предварительно насыщенную метаном, моделировавшим природный газ (чтобы воспроизвести реальные условия работы полигона), а также невакуумированную пластовую воду.

Изменение фильтрационной характеристики модели принимающего пласта исследовали при нагнетании последовательно:

- вакуумированной пластовой воды (модель пласта также предварительно вакуумировалась) при  $\Delta P = 0,64 \text{ МПа}$ ;
- невакуумированной пластовой воды (после вакуумированной пластовой воды) при  $\Delta P = 0,64 \text{ МПа}$ ;
- пластовой воды, предварительно насыщенной метаном, моделировавшим природный газ при  $\Delta P = 0,64 \text{ МПа}$ ;
- невакуумированной пластовой воды при  $\Delta P = 0,1 \text{ МПа}$ ;
- невакуумированной пластовой воды при  $\Delta P = 0,64 \text{ МПа}$ ;
- невакуумированной пластовой воды при  $\Delta P = 0,1 \text{ МПа}$ .

Из экспериментальных данных следует, что при нагнетании пластовой воды, предварительно насыщенной метаном, моделировавшим природный газ, установившаяся приемистость выше, чем у вакуумированной воды на  $\approx 30 \%$ . Это объясняется тем, что вязкость пластовой воды, предварительно насыщенной метаном, меньше вязкости вакуумированной воды. Приемистость модели пласта при дальнейшей фильтрации невакуумированной воды при различных перепадах давления ниже приемистости по вакуумированной воде на  $\approx 24 \%$ . Но в последнем опыте приемистость невакуумированной пластовой воды при  $\Delta P = 0,1 \text{ МПа}$  максимально приближена к приемистости по вакуумированной воде. Это означает, что установился процесс однофазной фильтрации. Данные

вышеописанных экспериментов позволили в дальнейших исследованиях при насыщении не вакуумировать модель пласта, прокачав достаточное количество поровых объемов флюида.

Исследовалось изменение фильтрационной характеристики модели принимающего пласта (длина модели 0,153 и 5,0 м) при нагнетании последовательно:

- пластовой воды скв. 13П сеноманского горизонта (использовалась натурная проба);
- слабоминерализованной воды (использовались натурные жидкие отходы, дистиллированная вода, которая является крайним (граничным) составом жидких отходов).

При вытеснении пластовой воды сеноманского горизонта (минерализация 16,79 г/дм<sup>3</sup>) натурными жидкими отходами (минерализация 0,674 г/дм<sup>3</sup>) (рис. 4) произошло снижение приемистости модели пласта в 3,3 раза, и после закачки  $\approx 4,1$  объемов пор жидких отходов наступила ее стабилизация.

При последующей фильтрации жидких отходов приемистость не изменилась. Вытеснение натуральных жидких отходов (100%-ная концентрация) жидкими отходами 50%-ной концентрации (минерализация 0,3 г/дм<sup>3</sup>) сопровождалось дальнейшим снижением приемистости модели пласта, и при закачке  $\approx 1,7$  порового объема наступила стабилизация приемистости на уровне в 5 раз ниже первоначальной приемистости по пластовой воде и в 1,5 раза ниже приемистости жидких отходов 100%-ной концентрации.

При вытеснении пластовой воды скв. 13П дистиллированной водой (рис. 5) отмечено существенное снижение приемистости модели пласта.

По отношению к пластовой воде приемистость снизилась в 21 раз, т.е. нагнетание слабоминерализованной воды в пласт, насыщенный пластовой водой, приводит к заметному снижению приемистости по сравнению с нагнетанием пластовой воды: после закачки  $\approx 5,0$  объемов пор слабоминерализованной воды приемистость остается неизменной.

Использование дистиллированной воды в экспериментах правомерно, поскольку она является моделью предельно опресненных по составу жидких отходов.

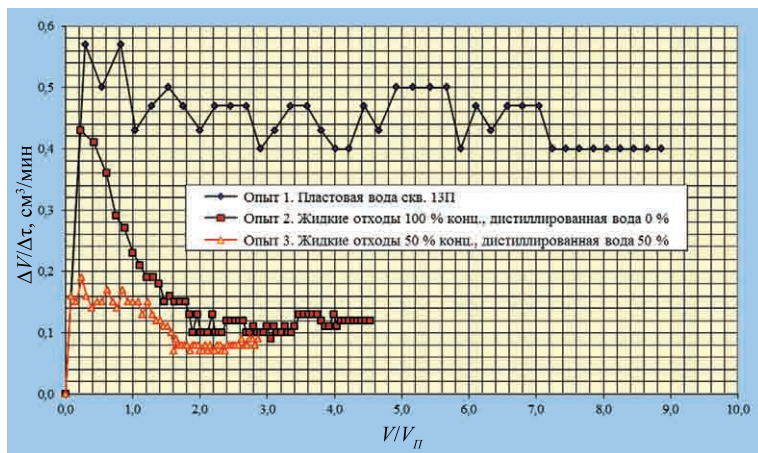


Рис. 4. График зависимости текущего расхода от объема профильтрованной жидкости. Керн: Заполярное НГКМ, скв. 106.0, интервал отбора 1360–1377 м, песок слабосцементированный, длина модели пласта  $L = 0,153$  м

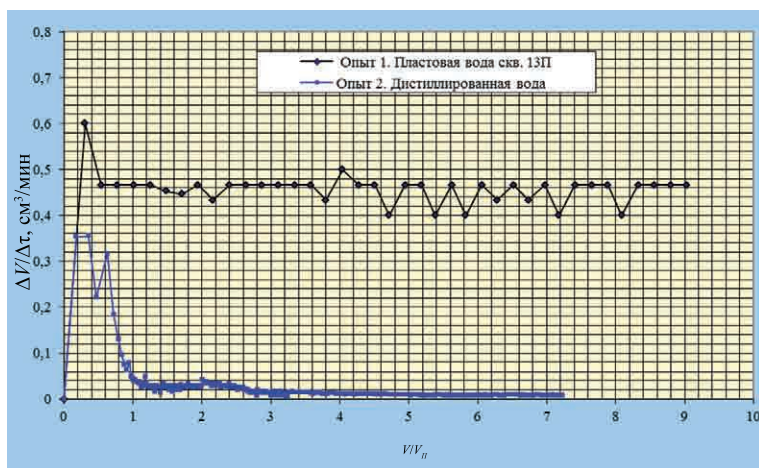


Рис. 5. График зависимости текущего расхода от объема профильтрованной жидкости. Керн: Заполярное НГКМ, скв. 106.0, интервал отбора 1360–1377 м, песок слабосцементированный, длина модели пласта  $L = 0,153$  м

При этом из-за опасения катастрофической кольматации призабойной зоны скважин выпадающими в осадок солями необходимо исследовать совместимость закачиваемых жидких отходов с пластовой водой и породой, находящихся в равновесии, а также оценить влияние слабоминерализованной воды на набухание глинистых минералов в пласте, следствием чего может быть снижение приемистости нагнетательных скважин и, соответственно, увеличение объема работ с повышением затрат на капитальный ремонт и интенсификацию скважин.

Причинами столь резкого снижения приемистости моделей пластов Касимовской и Заполярной площадей при закачке слабоминерализованной воды в пласт, насыщенный пластовой водой, являются не только набухание глинистых минералов, а целый комплекс физико-химических процессов, протекающих при фильтрации флюидов в поровых каналах и взаимодействии их с поверхностью пор (по-разному происходят процессы сорбции, изменение углов смачивания, взаимодействие фильтрующихся флюидов с молекулами воды, находящихся в решетках глинистых минералов, набухаемость таких глинистых составляющих, как монтмориллонит и т.д.).

В результате проведенных экспериментов на моделях пласта длиной 0,153 и 5,0 м с использованием натуральных материалов (керна, пластовой воды, жидких отходов Заполярного НГКМ) были определены коэффициенты вытеснения при фильтрации последовательно высокоминерализованных, слабоминерализованных флюидов и наоборот.

При вытеснении пластовой воды (минерализация 16,79 г/дм<sup>3</sup>) жидкими отходами с постепенно убывающей минерализацией (0,711 → 0,674 → 0,3 г/дм<sup>3</sup>) коэффициенты вытеснения составили (%) 67 → 61 → 64 → 40 на модели пласта длиной 0,153 м и 81 % – на модели пласта длиной 5,0 м при вытеснении пластовой воды жидкими отходами с минерализацией 0,674 г/дм<sup>3</sup>.

На рис. 6 приведен график зависимости содержания хлора в вытесняемой жидкости от объема профильтрованного флюида. Вытесняющий флюид появился на выходе модели пласта после закачки его в количестве 0,67 порового объема. Таким образом, допрорывный коэффициент вытеснения в этом случае составил 67 %.

При вытеснении пластовой воды (минерализация  $16,79 \text{ г/дм}^3$ ) дистиллированной водой и наоборот коэффициенты вытеснения составили 51 % на модели пласта длиной  $0,153 \text{ м}$  и 71 % – при вытеснении дистиллированной воды пластовой водой на модели пласта длиной  $5,0 \text{ м}$ .

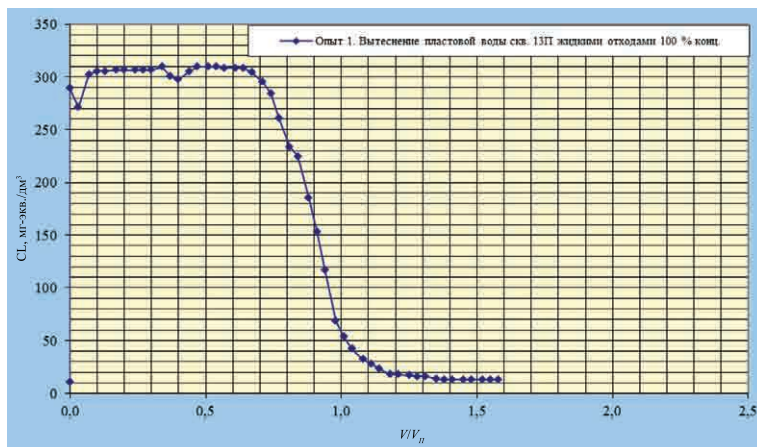


Рис. 6. График зависимости содержания хлора в вытесняемой жидкости от объема профильтрованного флюида. Керн: Заполярное НГКМ, скв. 106.0, интервал отбора 1360–1377 м, песок слабосцементированный, длина модели пласта  $L = 0,153 \text{ м}$

Из экспериментальных данных следует, что полученные коэффициенты вытеснения варьируют в пределах  $64 \div 95 \%$  для КПХГ и в пределах  $40 \div 81 \%$  – для Заполярного НГКМ соответственно, в зависимости от вязкости вытесняемого и вытесняющего флюидов. При вытеснении слабоминерализованного флюида высокоминерализованным флюидом процесс приближается к поршневому вытеснению, поэтому возрастают значения коэффициентов вытеснения, а при вытеснении высокоминерализованного флюида слабоминерализованным прорыв осуществляется при более низких значениях объемов прокачки, и, соответственно, наблюдаются менее высокие значения коэффициентов вытеснения.

Анализ результатов выполненных исследований при моделировании процесса вытеснения пластовой воды пласта-приемника жидкими отходами различного состава позволяет сделать следующие выводы.

1. Одним из характерных процессов в пласте-приемнике жидких отходов является вытеснение пластовой воды менее минерализованной водой, каковой являются закачиваемые в пласт жидкие отходы. Процесс вытеснения сопровождается замещением в порах пласта одного водного раствора другим, а также молекулярной и конвективной взаимной диффузией компонентов растворов на их контакте.

2. Показано, что в условиях Касимовского подземного хранилища газа и Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения на полигонах захоронения жидких отходов при опреснении последних можно ожидать значительного (в 5–21 раз) снижения приемистости нагнетательных скважин.

3. Увеличением минерализации закачиваемой жидкости можно повысить приемистость нагнетательной скважины, если она снизилась в процессе предшествующей закачки слабоминерализованных жидких отходов. Подобную процедуру чередования нагнетательных флюидов можно рекомендовать для применения в условиях действующих полигонов. Периодичность чередования будет определяться на практике временем существенного затухания приемистости скважины. Степень необходимой минерализации водной составляющей нагнетаемого флюида зависит от особенностей пласта-приемника. Для исследованных полигонов необходимый минимум «эффективной» минерализации составляет ~20–40 г/дм<sup>3</sup>.

4. Из экспериментальных данных следует, что полученные коэффициенты вытеснения пластовой воды слабоминерализованными жидкими отходами и наоборот варьируют в пределах 64÷95 % для Касимовского ПХГ и в пределах 40÷81 % для Заполярного НГКМ, соответственно, в зависимости от вязкости вытесняемого и вытесняющего флюидов. При вытеснении слабоминерализованного флюида высокоминерализованным флюидом процесс приближается к поршневому вытеснению.



### Список литературы

1. Дерягин Б.В. Поверхностные силы / Б.В. Дерягин, Н.В. Чураев, В.М. Муллер. – М.: Наука, 1987. – С. 195–196, 205–206, 214.
2. Хавкин А.Я. Особенности регулирования свойств глинистых материалов / А.Я. Хавкин, А.В. Сорокин, Л.С. Табакаева // Тр. 12-го Европейского симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов». – Казань, 8–10 сентября 2003. – С. 652–656.
3. Забродин П.И. Вытеснение нефти из пласта растворителями / П.И. Забродин, Н.Л. Раковский, М.Д. Розенберг. – М.: Недра, 1968. – С. 90–94.
4. Гольдберг В.М. Промышленное захоронение промышленных сточных вод / В.М. Гольдберг, Н.П. Скворцов, Л.Г. Лукьянчикова. – М.: Недра, 1994. – С. 282.
5. Соколов А.Ф. Закачка промстоков в водоносный пласт: обоснование методики экспериментальных исследований / А.Ф. Соколов // Экология и промышленная безопасность: сб. тр. – М., 2003. – С. 203–220.
6. Соколов А.Ф. Методы экспериментальных исследований при контроле ареала захоронения промстоков на подземных хранилищах газа / А.Ф. Соколов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2003. – № 6. – С. 25–33.
7. Кирьяшкин В.М. Особенности гидрогеологического обоснования полигона для закачки промышленных стоков на Касимовском подземном хранилище газа / В.М. Кирьяшкин, А.Ф. Соколов, П.В. Ильченко // ОАО «Газпром». Проблемы оценки риска загрязненных поверхностных и подземных вод в структуре ТЭК. – М., 2001. – С. 115–128.