

### **2.1. БЛОКИРОВАНИЕ ПОГЛОЩАЮЩИХ ПЛАСТОВ ПОЛИМЕРСОЛЕВЫМИ СПЕЦИАЛЬНЫМИ ЖИДКОСТЯМИ**

В литературе традиционно утвердилось понятие «глушение скважины». Технологические операции по глушению скважин проводят как при ликвидации газонефтеводопроявлений и поглощений, так и для временной их остановки. Если в первом случае глушение скважины осуществляется с целью надежной изоляции проявляющего пласта, то во втором для временного блокирования его на период проведения различного рода запланированных ранее работ.

В последние годы активно проводятся научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки (НИОКР) технологии и технических средств для проведения различных операций в работающей скважине без ее предварительного глушения.

Не отрицая перспективности методов ведения работ в скважине с избыточным давлением на устье, разработка технологий, технических средств и материалов для глушения скважин не теряет своей актуальности. Авторы работы [51] подчеркивают, что «проблема глушения скважин возникает практически во всех газонефтяных районах. Ее решение различными методами частично снижает напряженность в добыче газа, газоконденсата, нефти и требует разработки комплекса мер, материалов и технологий и конкретного изучения не только месторождения, но и каждой скважины в отдельности».

В опубликованной литературе существует четкое разграничение: применение различных методов по изоляции и разобщению пластов при бурении, заканчивании и ремонте скважин, а глушение скважин проводится, как правило, при капитальном и подземном ремонте. По определению А.И. Булатова с соавторами «глушение скважин — технологический

Таблица 2.1

**Промывочные жидкости для первичного вскрытия и временного блокирования продуктивных пластов и глушения скважин**

Тип промывочной жидкости	Компонентный состав	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Область применения
Эмульсионные растворы на основе дизельного топлива (ЭРДТ)	ДТ + ПВС + + КМЦ + + ФХЛС + вода	917 – 983	Для вскрытия и временного блокирования неустойчивых терригенных пород с АНПД
Эмульсионные растворы на основе отработанного моторного масла (ЭРОММ)	ОММ + КМЦ + + гипан + вода	980 – 990	То же
Эмульсионные растворы на нефтяной основе (ЭРН)	Нефть + + КШЖ + + NaOH + + ФХЛС + + КМЦ + глина + вода	950-1010	«
Пенообразующая жидкость с наполнителем	ПАВ(КССБ) + + КОФС + + ДТ + + торф + водный раствор CaCl <sub>2</sub>	1180 – 1200	Для временного блокирования пеной высокопроницаемых продуктивных пластов с АНПД
Гидрогель-магниевый раствор	Раствор бишофита + + NaOH + + крахмал + + КМЦ + мел	1220 – 1240 1450 – 1470 (с добавлением мела)	Для вскрытия продуктивных пластов с АВПД

процесс, в результате которого создается противодействие на пласт» [51, с. 183]. Опираясь на это определение, глушение скважин можно проводить и в процессе ее заканчивания в условиях депрессии на продуктивный пласт.

Р.А. Гасумовым [52] разработаны составы специальных жидкостей, которые рекомендуется использовать для первичного вскрытия и временного блокирования продуктивных пластов. Жидкости различных типов, которые обеспечивают временное блокирование продуктивных горизонтов в условиях аномальных пластовых давлений, приведены в табл. 2.1.

Для глушения скважины и временного блокирования продуктивного пласта могут быть использованы как традиционные технологии, так и новые способы с применением специальных полимерсолевых жидкостей. В качестве примеров приведем описание некоторых специальных жидкостей, разработанных за последние годы.

### 2.1.1. ПОЛИМЕРНЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ВРЕМЕННОЙ ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТА

Полимерный состав для временной изоляции пласта [53] обеспечивает повышение надежности временного блокирования поглощающего, в том числе продуктивного пласта, за счет улучшения реологических параметров полимерной жидкости.

Достигается это тем, что известный состав, содержащий радиолизированный  $\gamma$ -облучением полиакриламид и воду, дополнительно содержит кальций азотнокислый при следующем соотношении компонентов, % (по массе):

Радиолизированный полиакриламид .....	0,5 – 0,8
Кальций азотнокислый .....	30 – 50
Вода .....	Остальное

Радиолизированный полиакриламид (ПАА) получают из водного раствора полиакриламида, содержащего 6–10 % (по массе) основного вещества, путем его  $\gamma$ -облучения дозой 0,5–2,5 Мрад, в результате чего происходит разрыв связей основной цепи макромолекулы или отрыв замещающей группы, и возникает свободный радикал. В инертной среде свободные радикалы рекомбинируются или в них происходит внутримолекулярные перегруппировки, в которых обычно участвуют только атомы, находящиеся в непосредственной близости от места разрыва. Рекомбинация приводит к сшиванию и постепенному переходу в полимер сетчатого строения, при этом теряется подвижность макромолекулы и функциональные группы оказываются связанными или «сшитыми». Введение в состав кальция азотнокислого с концентрацией, близкой к максимальной растворимости, обеспечивает преобладание в растворе одновалентных ионов  $[\text{CaNO}_3]^+$ , что способствует изменению его реологических параметров, обеспечивающих надежную изоляцию пласта. Объясняется это тем, что ионы воды и кальция азотнокислого имеют различный заряд, разные размеры, что проявляется в различном механизме взаимодействия с радиолизированным полиакриламидом.

Порядок приготовления состава: готовят раствор соли  $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$  заданной концентрации, к нему добавляют расчетное количество облученного полиакриламида, затем смесь перемешивают. Жидкий состав, который имеет время загустевания 6–10 ч, закачивают в пласт под избыточным давлением. Скважину заполняют любой технологической жидкостью, с которой работают до ремонта. Частицы радиолизо-

Таблица 2.2

Состав, рецептура и реологические параметры полимерного раствора,

Но- мер п/п	Состав, % (по массе)			Характеристики		
	Радиоли- зованный ПАА	Кальций азотно- кислый	Вода	Пластичес- кая вяз- кость, Па·с	Предель- ное динами- ческое на- пряжение сдвига, Па	Статичес- кое напря- жение сдви- га через 10 мин, Па
1	0,50	—	Осталь- ное	0,068	42,0	6,2
2	0,70	—	—	0,200	Не измери- мо	26,1
3	0,80	—	—	Не измери- ма	Не измери- мо	Не измери- мо
4	0,50	30	69,5	0,086	48,53	11,0
5	0,70	40	59,3	0,095	52,35	16,0
6	0,80	50	49,2	0,311	54,91	40,3
7	0,80	30	69,2	0,310	54,80	40,1
8	0,40	20	79,6	0,075	43,25	9,7
9	0,90	60	39,1	Не измери- ма	Не измери- мо	Не измери- мо
10	0,65	20	79,35	0,080	47,0	9,2

Примечание. Испытание состава проведены в аналогичных условиях. Значение проницаемости определено для зерна без предва-  
данного состава.

ванного полимера набухают в пласте, обеспечивая надежную изоляцию. Блокирующий экран снимают после проведения ремонтных работ обычными методами.

Составы и свойства исследованных полимерных растворов приведены в табл. 2.2. Содержание в полимерном составе радиолизованного полиакриламида менее 0,5 % (по массе) не позволяет достичь достаточной вязкости, увеличение содержания более 0,8 % (по массе) экономически нецелесообразно, так как реологические свойства состава не изменяются. При содержании в растворе кальция азотнокислого менее 30 % (по массе) ухудшаются реологические параметры в сторону уменьшения вязкости и предельного динамического напряжения сдвига, увеличение содержания более 50 % (по массе) не влияет на дальнейшее улучшение параметров и является экономически нецелесообразным.

Разработанный полимерный состав обеспечивает снижение проницаемости пористой среды до 79,5—80,7 %, что свидетельствует о его высокой блокирующей способности. После

**результаты его влияния на проницаемость кернов песчаника**

раствора					
Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	Начальная проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Проницаемость после закачки раствора, мкм <sup>2</sup>	Градиент давления сдвига, МПа/см	Восстановление проницаемости, %	
				После продувки воздухом	После обработки HCl
1010	1,05	0,56	0,062	53,3	75,3
1010	1,44	0,67	0,069	46,5	69,7
1010	0,90	0,25	0,117	27,7	63,6
1250	2,92	1,46	0,067	50,0	82,0
1270	3,60	0,89	0,170	24,7	81,5
1290	3,46	0,67	0,20	19,3	79,8
1220	4,99	1,02	0,150	20,4	86,0
1200	1,57	0,90	0,058	57,2	78,3
1310	4,24	0,92	0,159	21,6	80,3
1200	3,81	0,96	0,064	25,3	79,7

Замеры реологических параметров осуществляют через 6 ч после приготовления раствора, затем при воздействии на него полимерного раствора

проведения необходимых ремонтных работ в скважине проводят работы по восстановлению проницаемости продуктивного пласта, например, обрабатывают скважину водным раствором соляной кислоты, что позволяет восстановить проницаемость пористой среды до 79,8–91,7 %.

**2.1.2. ПЕНООБРАЗУЮЩИЙ СОСТАВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНЕ**

Пенообразующий состав для проведения ремонтных работ в скважине [54] обеспечивает временное блокирование продуктивного пласта, устойчив к воздействию высоких температур и пластовых флюидов. Цель достигается пенообразующим составом, включающим бентонит, водорастворимый полимер акрилового ряда — гидролизированный полиакрилонитрил (гипан), анионогенное поверхностно-активное вещество — триэтаноламиную соль алкил-сульфатов (ТЭЛС) с длинной алкильной цепью — 7–12 углеродных атомов, гидроксид алю-

Таблица 2.3

**Влияние добавки газоконденсата и нефти на кратность и устойчивость пены**

Номер состава	Рецептура ПОЖ для приготовления пены, % (по массе)							Параметры пены	
	Бентонит	ТЭАС	Гипан	Гидро-хлорид алюминия	Конденсат	Нефть	Вода	Кратность	Устойчивость, с/см <sup>3</sup>
1	2,0	2,0	3,0	0,2	—	—	92,8	3,0	15640
2	2,0	2,0	3,0	0,2	—	25,0	—	2,7	15638
3	3,0	4,0	4,0	0,5	—	25,0	88,5	3,5	16139
4	3,0	4,0	4,0	0,5	—	25,0	88,5	2,0	16143
5	2,5	3,0	3,5	0,3	25,0	—	90,7	3,5	15892
6	2,5	3,0	3,5	0,3	—	25,0	90,7	3,1	15884
7	1,9	1,9	2,5	0,1	25,0	—	93,6	2,6	10000
8	1,9	1,9	2,5	0,1	—	25,0	93,6	2,2	9854
9	3,1	4,1	4,1	0,6	2,5	—	88,1	3,5	16130
10	3,1	4,1	4,1	0,6	—	2,5	88,1	2,8	16143

миния и воду при следующем соотношении компонентов, % (по массе):

Бентонит .....	2,0—3,0
Гипан .....	3—4
ТЭАС .....	2,0—4,0
Гидроксид алюминия .....	0,2—0,5
Вода .....	Остальное

Бентонит используют по ОСТ 39-202—85 на глины различных марок. Авторами исследовались глины следующих марок: ПББ (основной минерал — монтмориллонит), ПБГ (основной материал — палыгорскит), ПКГД (основной минерал — каолинитогидрослюда). Действие глин указанных марок в пенообразующем составе идентичное.

Построение многослойных разветвленных адсорбционных слоев стенки пузырька газа позволяет повысить устойчивость трехфазных пенных систем к действию углеводородов с тяжелыми радикалами и высоким температурам. Результаты проведенных исследований приведены в табл. 2.3.

Содержание в пенообразующем составе, % (по массе): бентонита менее 2,0; гипана менее 3,0; ТЭАС менее 2,0; гидроксида алюминия менее 0,2 нецелесообразно, так как не способствует упрочнению структурных адсорбционных слоев пленки воздушного пузырька пенных систем.

Содержание в пенообразующем составе, % (по массе): бентонита более 3,0; гипана более 4,0; ТЭАС более 4,0; гидроксида алюминия более 0,5 экономически нецелесообразно, так как не способствует улучшению физико-технологических показателей пенных систем.

### 2.1.3. ВЯЗКОУПРУГИЙ СОСТАВ

Вязкоупругий состав [55] предназначен для разделения различных по свойствам жидкостей и пенных систем в широком диапазоне температур 5—110 °С.

Технический результат достигается в результате включения в жидкость акрилового полимера — радиолизованного  $\gamma$ -излучением полиакриламида (РПАА), бихромата щелочного металла, формальдегидсодержащей структурообразующей добавки и воды, при следующем соотношении компонентов, % (по массе):

РПАА .....	0,3—0,5
Бихромат щелочного металла .....	0,05—0,30
КССБ .....	0,1—0,5
Вода.....	Остальное

РПАА используют по ТУ 6-01-1049—81, бихромат щелочного металла — по ГОСТ 2652—78.

Разработанный вязкоупругий состав многоцелевого назначения. Известно использование водного раствора РПАА в буферной жидкости для глушения нефтяных и газовых скважин с целью уменьшения загрязнения пласта за счет снижения адгезии дисперсной фазы к породе, а также применение РПАА в смеси с:

кальцием азотнокислым для повышения надежности изоляции;

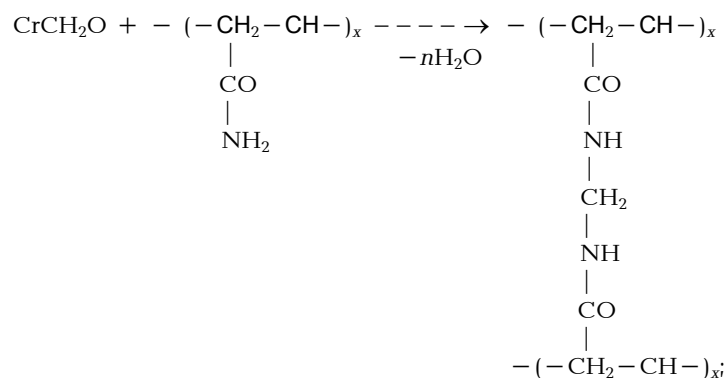
феррохромлигно-сульфонатом и ПАВ для повышения эффективности изоляции за счет получения устойчивой пены;

бентонитом, силикатом натрия для улучшения тампонирующих свойств за счет стабилизации фазового состава при сохранении растекаемости и снижения синерезиса образующегося геля.

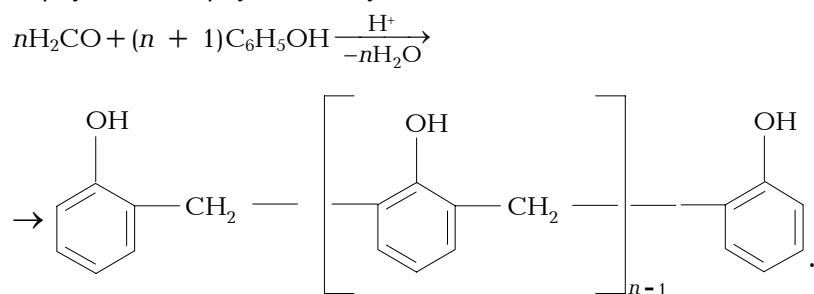
РПАА (см. п. 2.1.1) имеет сетчатую структуру, образующуюся при разрыве связей основной цепи макромолекулы ПАА линейного строения под действием  $\gamma$ -излучения. Сетчатая структура РПАА способна удерживать большое количество воды, которое входит в макромолекулярную матрицу, увеличивая внутреннее трение между отдельными макромолекулами РПАА, благодаря чему он имеет значительно большую вязкость растворов, чем необлученный ПАА при равном содержании основного вещества в растворе.

КССБ представляет собой продукт конденсации лигно-сульфонатов с фенолом и формальдегидом в кислой среде с последующей нейтрализацией едким натром. В данном составе КССБ играет двоякую роль:

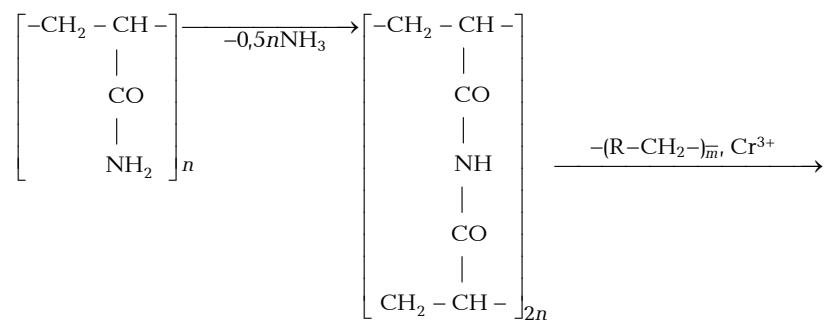
во-первых, является восстановителем в системе и обеспечивает образование трехвалентного хрома из бихромата щелочного металла:



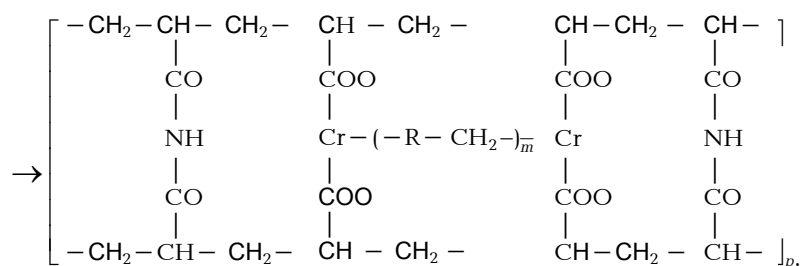
во-вторых, катионы трехвалентного хрома являются сшивающим агентом для РПАА и КССБ, образуя смешанную бинарную полимерную систему с новыми свойствами:



Таким образом, «сшивка» РПАА с образованием поперечных связей происходит при участии трехвалентного иона хрома и олигомера новолачной смолы:







Учитывая, что процессы гелеобразования состава вследствие реакционной способности ингредиентов в области низких пластовых температур (ниже 15 °С по ГОСТ 25597–83) протекают достаточно интенсивно с образованием гелей с необходимыми реологическими свойствами, нижней температурной границей применения состава следует считать 5 °С. При более низкой температуре (около 0 °С) реологические свойства РПАА ухудшаются, что ограничивает его применение.

Верхняя граница применения состава (110 °С) обусловлена тем, что при более высоких температурах происходит трансформация связей в макромолекулярной матрице геля, приводящая к ухудшению его реологических показателей и фильтрации, что особенно отрицательно влияет на песконесущую и кольтирующую способности состава.

Достаточные вязкоупругие свойства состава, его компонентный состав, обеспечивающий включение всех ингредиентов в макромолекулярную матрицу, исключая их присутствие в полимерном растворе в «свободном» виде и возможность химического взаимодействия с цементным и глинистым растворами с образованием слоев однородной массы, обуславливают применение данного состава в качестве разделителя потоков технологических жидкостей.

Наличие в составе геля смол новолачного типа, участвующих в процессах формирования макромолекулярной матрицы с прочными поперечными связями, предопределяет хорошую адсорбционную и адгезионную способности состава на поверхности стенок скважины. При этом образуется плотная полимерная пленка, препятствующая проникновению в поры пласта фильтратов цементного и глинистого растворов и твердых частиц, что свидетельствует о достаточно хороших кольтирующих свойствах данного состава.

Образование геля с высокими водоудерживающими и стабильными реологическими свойствами необходимо для

Таблица 2.4

## Результаты исследований свойств и параметров ВУС в различных термоди

Но- мер опыта	Компонентный состав, % (по массе)				Условия испытаний		Пластичес- кая вязкость η, МПа·с
	Полиа- крила- мид	Бихро- мат калия	КССБ	Вода	Темпера- тура, °С	Давле- ние, МПа	
РПАА							
1	0,3	0,05	0,1	Осталь- ное	20	0,1	57
2					5	0,1	55
3					110	20	43
4					120	30	20
5	0,5	0,30	0,5	Осталь- ное	20	0,1	48
6					5	0,1	48
7					110	20	37
8					120	30	21
9	0,4	0,20	0,3	Осталь- ное	20	0,1	75
10					5	0,1	73
11					110	20	57
12					120	30	25
13	0,9	0,11	0,1	—	20	0,1	58
14					5	0,1	55
15					110	20	41
16					120	30	16
17	0,3	0,11	0,5	—	20	0,1	42
18					5	0,1	40
19					110	20	29
20					120	30	17
21	0,4	0,05	0,3	Осталь- ное	20	0,1	38
22					5	0,1	37
23					110	20	30
24					120	30	16
25	0,4	0,30	0,1	—	20	0,1	50
26					5	0,1	46
27					110	20	36
28					120	30	12
29	0,2	0,4	0,5	—	20	0,1	24
30					5	0,1	23
31					110	20	14
32					120	30	6
33	0,6	0,31	0,6	—	20	0,1	Не изме
34	0,4	0,20	—	—	20	0,1	37
35					5	0,1	35
36					110	20	20
37					120	30	16
ПАА							
38	0,4		0,3	Осталь- ное	20	0,1	9

налических условиях

Динамическое напряжение сдвига $\tau$ , дПа	Фильтроотдача $\Phi$ , $\text{см}^3/30 \text{ мин}$	Пескоудерживающая способность, $\text{г}/\text{см}^3$		Фильтрация через кольматационный слой, образованный ВУС на фильтре ВМ-6, $\text{см}^3/30 \text{ мин}$		Эффект смешивания с цементным и глинистым растворами
		через 1 ч	через 2 ч	глинистого раствора с водоотдачей $10 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ (ФГР)	цементного раствора с водоотдачей $50 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ (ФЦР)	
258	2,5	0,157	0,170	2,0	4,7	Трудно смешивается, образование однородной массы не наблюдается
212	2,7	0,155	0,181	2,0	5,0	
201	2,5	0,186	0,197	2,5	6,7	
38	6,0	0,318	0,361	6,5	18,5	
477	2,7	0,054	0,098	1,0	2,5	
452	2,4	0,052	0,112	1,2	2,8	
391	2,5	0,075	0,091	2,0	3,0	
65	7,0	0,277	0,298	5,7	16,5	
285	3,0	0,103	0,128	1,5	3,5	
262	3,0	0,111	0,128	1,7	3,5	
198	3,0	0,175	0,198	1,6	3,6	
51	7,0	0,223	0,261	5,2	14,0	
291	2,0	0,040	0,075	1,3	3,0	Трудно смешивается, образование однородной массы не наблюдается
263	2,5	0,056	0,078	1,5	3,0	
185	2,3	0,121	0,165	1,8	5,2	
57	7,5	0,205	0,236	4,0	26,5	
174	4,7	0,110	0,118	3,0	7,5	
176	5,0	0,112	0,126	3,5	7,5	
148	4,5	0,186	0,198	4,0	8,0	
46	10,0	0,392	0,406	8,0	31,0	
597	3,3	0,147	0,168	2,1	4,8	
595	3,5	0,140	0,175	2,0	4,5	
425	3,5	0,176	0,198	2,5	5,0	Частично смешивается
62	7,5	0,316	0,345	8,5	28,5	
390	2,5	0,078	0,088	2,5	5,2	
312	2,5	0,070	0,093	3,0	6,0	
218	3,0	0,127	1,148	3,0	5,5	
46	9,0	0,286	0,323	8,0	27,5	
78	17,3	0,326	0,380	6,5	16,0	
65	18,0	0,338	0,401	6,0	14,5	
36	21,0	0,565	0,628	8,5	24,0	
12	41,5	В течение 1 ч осадок песка 0,015   0,025		9,5	47,0	
примы		В течение 1 ч осадок песка		1	—	
489	6,0			7,0	21,0	
398	6,5			7,0	23,0	
216	12,0			8,0	35,0	
66	18,0			9,5	45,5	
66	47,6	В течение 5 мин осадок песка		8,0	27,0	

Продолжение табл. 2.4

Но- мер опыта	Компонентный состав, % (по массе)				Условия испытаний		Пластичес- кая вязкость $\eta$ , МПа·с
	Полиа- крила- мид	Бихро- мат калия	КССБ	Вода	Темпера- тура, °С	Давле- ние, МПа	
	0,19	0,35	0,75 Форма — лин 0,35	—	20 5 110 120	0,1 0,1 20 30	5 5 5 4
AA $K_2Cr_2O_7Na_2SO_3$							
Примечания: 1. Определение реологических свойств состава проводи- систометре КЦ-3.							

выполнения функции песконосителя. В случае выполнения гидроразрыва пласта с помощью предлагаемого состава последующее восстановление проницаемости пласта проводят путем кислотной обработки, вызывающей деструкцию состава. При закачке в высокотемпературные пласты, восстановление проницаемости последних происходит самопроизвольно после термодеструкции состава при температуре выше 160 °С в течение 2—3 ч.

Разработанные высокоупругие составы (ВУС) имеют следующие параметры (табл. 2.4).

В результате анализа данных установлено, что содержание РПАА в растворе менее 0,3 % (по массе) не обеспечивает его концентрации для образования структуры с необходимыми по цели реологическими свойствами, а более 0,5 % (по массе) нецелесообразно, так как образуется высоковязкий полимерный раствор с плохой прокачиваемостью.

Содержание в растворе бихромата щелочного металла менее 0,05 % (по массе) и КССБ менее 0,1 % (по массе) не обеспечивает получение геля с поперечными связями необходимой прочности для реализации его многоцелевого назначения, а содержание бихромата щелочного металла более 0,3 % (по массе) и КССБ более 0,5 % (по массе) экономически нецелесообразно, так как дальнейшего улучшения технологических показателей не происходит.

Динамическое напряжение сдвига $\tau$ , дПа	Фильтро-отдача $\Phi$ , $\text{см}^3/30 \text{ мин}$	Пескоудерживающая способность, $\text{г/см}^3$		Фильтрация через кольматационный слой, образованный ВУС на фильтре ВМ-6, $\text{см}^3/30 \text{ мин}$		Эффект смешивания с цементным и глинистым растворами
		через 1 ч	через 2 ч	глинистого раствора с водоотдачей $10 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ (ФГР)	цементного раствора с водоотдачей $50 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$ (ФЦР)	
6	30,0	В течение 25 мин осадок песка		10,0	39,5	Смешивается хорошо с образованием однородной массы
8	30,0			10,0	39,0	
6	148,8			10,0	46,7	
15	196,0			10,0	48,5	

ли на приборе ВСН-3. 2. Температурную обработку состава проводили в кон-

#### 2.1.4. СОСТАВ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

Состав для изоляции зон поглощения [56] имеет улучшенные тампонирующие свойства за счет стабилизации фазового состава при сокращении растекаемости и снижения синерезиса образующегося геля.

Разработанный состав содержит бентонит, полимер акрилового ряда — РПАА, щелочной реагент — силикат натрия и воду, при следующем соотношении компонентов, % (по массе):

Бентонит .....	5,0
РПАА .....	0,4 — 0,6
Силикат натрия .....	0,6 — 1,6
Вода .....	Остальное

РПАА обладает свойствами студневидной нетекучей структуры, при взаимодействии с водой набухает, многократно увеличиваясь в объеме. Такая структура хорошо удерживает воду, увеличивая внутреннее трение между макромолекулами РПАА. Это обеспечивает хорошую удерживающую способность наполнителя — глины, стабилизируя фазовый состав.

Силикат натрия является стимулятором набухания РПАА в воде за счет повышения pH до 12, что предотвращает глобулизацию макромолекул РПАА и практически устраняет синерезис. При этом используются саморегулирующаяся гидrolитическая щелочность реагента и стабилизирующая способность полимерных макроанионов кремниевых кислот, и поэтому действие силиката натрия эффективнее, чем, напри-

Таблица 2.5

Состав и свойства полимербентонитовой тампонирующей жидкости

Но- мер п/п	Компонентный состав, % (по массе)				Плот- ность, кг/м <sup>3</sup>	Растекае- мость, см	Пластиче- ская вяз- кость, мПа·с	Предель- ное дина- мическое напряже- ние сдви- га, дПа
	Бенто- нит	Акри- ловый поли- мер – РПАА	Щелоч- ной реа- гент – силикат натрия	Вода				
1	5	0,4	0,6	94,0	1027	22,0	64	188
2	8	0,6	1,6	89,8	1057	15,5	202	497
3	6	0,5	1,2	92,3	1032	19,5	92	228
4	5	0,5	0,6	93,9	1024	21,0	78	197
5	8	0,5	1,6	89,9	1055	28,5	185	386
6	7	0,6	1,0	91,4	1043	16,0	211	435
7	4	0,3	0,5	95,2	1020	25,0	31	78
8	9	0,7	1,7	88,6	1062	10,10	Не измеряемы (высо- ковязкая система)	
9	7	0,5	—	92,5	1040	18,0		
10	7	—	1,0	92,0	1044	25,0	11	17
11	12,5	ПАА 0,25	2,0	85,25	1060	9,0	37	95

Таблица 2.6

Влияние полимербентонитовой жидкости на снижение  
проницаемости кернов

Номер п/п	Статическое на- пряжение сдвига, дПа		Тиксо- тропия	Синерезис, %	Проницаемость керн, мкм <sup>2</sup>		Тампони- рующий эффект
	за 1 мин	за 10 мин			до обра- ботки	после об- работки	
1	119	321	2,7	0,23	0,570	0,104	81,7
2	289	1040	3,6	0,00	0,722	0,057	92,1
3	198	673	3,4	0,03	0,436	0,093	78,6
4	183	567	3,1	0,08	0,395	0,064	83,7
5	265	954	3,6	0,00	0,840	0,087	39,6
6	256	717	2,8	0,12	0,615	0,111	82,0
7	35	43	1,2	5,10	0,517	9,265	48,7
8	Не измеряемы (висковязкая система)						
9	376	714	1,9	1,50	0,597	0,297	50,2
10	15	16	1,1	25,00	0,358	0,226	37,0
11	50	64	1,3	2,7	0,876	0,336	61,6

Примечания: 1. Реологические параметры состава определялись на реовискозиметре «Fann». 2. Синерезис геля определялся по объему жидкости, выделившейся из геля через 48 ч после приготовления состава (в % его исходного объема). 3. Время гелеобразования испытываемых составов 3–4 ч. 4. Проницаемость керн определялась на установке УИПК-1М.

мер, каустика и кальцинированной соды. Силикат натрия значительно улучшает структурообразование состава, поскольку легко образует с катионами поливалентных металлов труднорастворимые соединения. Состав имеет регулируемую

растекаемость, необходимую для его проникновения в трещиноватые породы благодаря силикату натрия, который является ингибитором набухания глин и предупреждает увеличение концентрации дисперсной фазы.

Результаты экспериментов приведены в табл. 2.5 и 2.6, из которых следует, что состав для изоляции зон поглощения более эффективен по сравнению с известными: пластическая вязкость увеличивается в 1,7–5,5 раза при сохранении удовлетворительных значений по растекаемости, синерезис слабо выражен или отсутствует, тампонирующий эффект повышается в 1,2–1,5 раза. Технологические показатели разработанного состава обеспечивают более глубокое проникновение раствора в зону поглощения и лучшее ее блокирование за счет образования геля с высокими вязкоупругими свойствами и отсутствием выделения свободной жидкости. Высокий тампонирующий эффект состава обеспечивает качество изоляции и безаварийное проведение работ при бурении и цементировании скважин в условиях АНПД.

#### 2.1.5. ТАМПОНАЖНЫЙ РАСТВОР ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ

Тампонажный раствор для изоляции проницаемых пластов [57] имеет улучшенные изоляционные свойства за счет по-

Таблица 2.7

Состав, рецептура и реологические свойства тампонажного раствора

Номер п/п	Тампонажный состав, % (по массе)					Пластическая вязкость, $1 \cdot 10^{-3}$ Па·с		Динамическое напряжение сдвига, дПа	
	Гипан	Хлорид магния	Хлорид железа	ДПФ-1Н	Вода	через 1 мин	через 3 ч	через 1 мин	через 3 ч
1	4,8	0,8	1,8	0,8	91,8	57,5	87,8	127,3	170,1
2	5,2	1,2	2,2	1,2	90,2	58,5	83,4	174,1	202,5
3	5,0	1,0	2,0	1,0	91	55,0	79,7	196,3	220,2
4	5,1	1,2	2,0	1,1	90,6	60,0	81,4	167,5	192,3
5	4,8	1,0	2,2	0,8	91,2	61,2	90,7	129,2	187,4
6	5,2	0,8	2,0	1,2	90,8	56,5	77,8	162,2	192,8
7	4,7	0,7	1,7	0,7	92,2	77,0	—	386,6	—
8	5,3	1,3	2,3	1,3	89,8	65,6	83,9	167,5	204,9
9	5,0	1,0	2,0	—	92	Коагуляция			
10	5,0	—	—	1,0	94	36,7	37,9	26,6	26,6
11	—	1,0	2,0	1,0	96,0	1,2	1,2	15,9	15,9
12	5,0	—	2,0	1,0	92	85,5	122,6	126,7	Не замеряемо
13	5,0	1,0	—	1,0	93	35,5	32,0	10,7	22,0
14	4,84	1,0	7,0	—	43,6	23,7	25,8	12,5	14,5

Таблица 2.8

**Статическое напряжение сдвига и время гелеобразования  
тампоначного раствора**

Номер п/п	Статическое напряжение сдвига, дПа		Время гелеобразо- вания, ч — мин	Характеристика тампоначного состава до гелеобразования
	через 1 мин	через 10 мин		
1	54,5	59,6	3—05	Однородный, тиксо- тропный, текучий
2	59,9	64,3	3—35	То же
3	49,9	58,9	3—15	«
4	54,8	64,3	3—45	«
5	79,8	85,7	3—10	«
6	54,9	61,8	3—30	«
7	89,8	96,3	0—15	Неоднородный, тик- сотропный, малопод- вижный
8	44,9	48,2	3—20	Однородный, тиксо- тропный, текучий
9	—	—	—	Неоднородный, не- текучий
10	10,0	10,7	Гелеобразова- ния нет	Однородный, нетик- сотропный, текучий
11	—	—	Гелеобразова- ния нет	То же
12	29,9	32,1	0—45	Неоднородный, нетиксотропный, малоподвижный
13	10,0	10,7	Более 24—00	Однородный, нетик- сотропный, текучий
14	10,0	10,7	Более 48—00	Однородный, теку- чий

вышения пластической прочности и сокращения времени гелеобразования.

Разработанный тампоначный раствор включает гипан (ТУ 6-01-166—74), тетранатриевую соль 20 окси-1,3-пропилен-диамин-тетраме-тиленфосфоновой кислоты марки ДПФ-1Н, хлорид железа, хлорид магния.

Получение изолирующего состава связано с протеканием ряда сложных физико-химических процессов. Первоначально при смешивании выбранных компонентов происходит обычная реакция гелеобразования полиэлектролитов с катионами металлов. В результате протекающих процессов происходят изменение структуры геля с разрывом химических связей, возникновением макрорадикалов, способных рекомбинировать в новые молекулы, и образование прочного гелеобразного состояния. Продукты реакции гидролизуются с образованием жидкой фазы с низкими значениями pH, что интенсифицирует процесс набора прочности гелем и регулирует время завершения гелеобразования в пределах 3—4 ч.



Экспериментальные данные приведены в табл. 2.7 и 2.8. Состав позволяет получить однородный текучий, тиксотропный тампонажный раствор, пригодный для изоляции пласта.

Изоляционные свойства тампонажного раствора улучшаются за счет повышения пластической прочности: динамическое напряжение сдвига через 1 мин увеличивается в 10–16 раз, через 3 ч — в 12–15 раз, время гелеобразования — в 15–16 раз.

## **2.2. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОЛИМЕРСОЛЕВЫХ СОСТАВОВ**

В литературе по вопросам эффективности применения промывочных и специальных жидкостей различных типов для вскрытия продуктивных пластов прослеживается тенденция в пользу полимерсолевых композиций с малым содержанием глинистой фазы и без нее.

Так, по данным Уфимского нефтяного института, ПермьНИПИнефть, БашНИПИнефть, НВНИИГГ, б. ВНИИКрнефть, СНИИГГМС, СевКавНИПИгаз и других институтов применение полимерсолевых промывочных жидкостей (ПСЖ) не только улучшает технические показатели процесса бурения, но и существенно повышает качество вскрытия продуктивных пластов при заканчивании и ремонте скважин.

Причем в качестве дисперсной фазы вместо глины могут быть частицы, образующиеся в результате комплексобразования между полимерами и ионами солей металлов с добавлением мелкодисперсного шлама или наполнителя.

Такие ПСЖ при фильтрации через продуктивные песчаники Арланского нефтяного месторождения с проницаемостью 0,1–1,0 мкм<sup>2</sup> дают непроницаемый экран толщиной 3–5 мм, выдерживающий давление до 8,0 МПа [58].

Дополнительный ввод водорастворимых солей (CaCl<sub>2</sub>, ZnCl<sub>2</sub> и др.) позволяет повысить плотность ПСЖ до 1400–1800 кг/м<sup>3</sup> при бурении и ремонте скважин в условиях АВПД [59].

Экспериментально показано, что при воздействии ПСЖ на основе эфиров целлюлозы, акриловых полимеров и солей комплексобразователей на высокопроницаемые образцы песка и песчаника (до 9 мкм<sup>2</sup>) отмечаются высокая степень восстановления проницаемости (до 70 %) при малых размерах зоны кольматации (до 2 мм) и полное восстановление проницаемости при ее удалении [60].

Вместе с тем, по мнению Н.И. Крысина с соавторами [61],

проектирование состава и свойств буровых растворов является актуальной и сложной технологической задачей.

При разработке новых составов буровых растворов, материалов и химических реагентов обязательным требованием к ним должно быть строгое определение области применения и достижения технико-экономических преимуществ перед известными составами [61]. Эффективным полимерсолевым составом является тот, который не теряет своих свойств и параметров в широком диапазоне давлений и температур, устойчив к воздействию пластовых флюидов и обладает способностью блокировать пласт на короткое или длительное время.

Одним из критериев способности жидкостей временно блокировать проницаемые горные породы является коэффициент восстановления их проницаемости  $\beta$ , введенный К.Ф. Жигачем и К.Ф. Паусом [63]. Если коэффициент  $\beta$  не превышает 50 %, то жидкость не удовлетворяет требованиям качественного вскрытия продуктивного пласта и может использоваться только для изоляции поглощений в непродуктивных пластах.

Многими исследователями установлены значения коэффициента  $\beta$  после взаимодействия с различными жидкостями. В табл. 2.9 и на рис. 2.1 приводятся обобщения некоторых наиболее характерных результатов этих исследований.

Видно (см. табл. 2.9), что после фильтрации минерализованной (пластовой) воды, проницаемость естественных кернов песчаника восстанавливается до 82–86 %. Подобный высокий результат достигается после взаимодействия пресной воды с искусственным песчаником [3].

В то же время, по данным Б.А. Фукса с соавторами [63] и Бернеса [64], после фильтрации пресной воды через образцы естественного песчаника коэффициент  $\beta$  не превышает 11,13 % [65] и только через 62 ч противоточной прокачки нефти может достигнуть 99,2 % [64].

Добавление в воду глины, полимеров, утяжелителей и солей приводит к резкому снижению проницаемости (более чем на 50 %) в большинстве рассматриваемых случаев (см. табл. 2.9, № 7, 9–14, 16, 17).

Экспериментально установлено, что на характер и темп изменения коэффициента  $\beta$  существенно влияют два основных фактора: исходная (первоначальная) проницаемость горной породы и перепад (градиент) давления [3, 4, 7, 10–13, 51–53, 62–73, 80 и др.].

По данным А.И. Пенькова с соавторами [73], в низкопроницаемых коллекторах ( $k_0 < 0,075 \text{ мкм}^2$ ) лучшие результаты

Таблица 2.9

Восстановление проницаемости при взаимодействии кернов горных пород с различными жидкостями и пенными системами

Но- мер п/п	Тип породы керна	Начальная проницае- мость $k_0$ , мкм <sup>2</sup>	Тип промывочной жидкости	Кoeffи- циент восста- новления проницае- мости $\beta$ , %	Исследователи, источники ин- формации
1	Искусствен- ный песча- ник	1,6 – 2,0 0,3 – 3,0	Пресная вода То же	53 – 64* 82 – 88*	К.Ф. Жигач, К.Ф. Паус [62] В.А. Амиян, Н.П. Василье- ва [3]
2	Девонский песчаник	0,53 0,4 – 2,0	« «	59,4* 42 – 50*	То же И.В. Шевалдин [3]
3	Ромашкин- ского месторо- ждения Песчаник мелко- и среднезер- нистый (карьерный)	0,4 – 0,2 0,38 – 0,98	Пластовая вода Пресная вода	86 – 82* 8,7 – 11,13	То же Б.А. Фукс, В.В. Казанс- кий, Т.Н. Мо- скалец и др. [63]
4	Песчаник нефтеводо- насыщенный, пласт Сти- венс, место- рождение Палома (США)	0,0064 – 0,243	Пресная вода	0 – 3,1* (сразу по- сле насы- щения водой) 59,4 – 99,2* (восстано- вление через 62 ч противо- точной прокачки нефти 65,0*	Бернес [64]
5	То же	0,20	Глинистый раствор на водной осно- ве	65,0*	Новак, Крюгер [64]
6	Искусствен- ный песча- ник	0,59	То же	71,7*	В.А. Амиян, Н.П. Василье- ва [3]
7	То же	0,44	Глинистый раствор с добавлением 10 % УЩР	47,5*	То же
8	«	0,43	Глинистый раствор с добавлением 1 % КМЦ	59,8*	«
9	Песчаник карьерный	0,113 – 1,302	1 %-ный вод- ный раствор КМЦ	3,0 – 4,80	Б.А. Фукс и др. [63]

Продолжение табл. 2.9

Но- мер п/п	Тип породы керна	Начальная проницае- мость $k_0$ , мкм <sup>2</sup>	Тип промывочной жидкости	Кoeffи- циент восста- новления проницае- мости $\beta$ , %	Исследователи, источники ин- формации
10	Карбонатный кern	0,037	Бентонит 20 %, целес- тин 14 %, КМЦ 77 %, анилин 0,53 %, сера 0,33 %, вода — осталь- ное, $\rho$ = = 1300 кг/м <sup>3</sup>	43,9 (62,3 после соляно- кислотной обработки СКО)	Л.Н. Кудряв- цев, В.М. Под- горнов [65]
11	То же	0,061	Бентонит 6,5 %, целес- тин 68 %, КМЦ 0,62 %, анилин 0,23 %, сера 0,23 %, вода — ос- тальное, $\rho$ = = 2200 кг/м <sup>3</sup>	31,5 (53,4 после СКО)	То же
12	«	0,043	Бентонит 20 %, барит 12,9 %, КМЦ 0,85 %, анилин 0,33 %, сера 0,33 %, вода — ос- тальное, $\rho$ = = 1300 кг/м <sup>3</sup>	21,6 (33,2 после СПО)	«
13	«	0,064	Бентонит 6,5 %, барит 66,1 %, КМЦ 0,64 %, анилин 0,22 %, сера 0,22 %, вода — ос- тальное, $\rho$ = = 2200 кг/м <sup>3</sup>	0 (после СКО)	«
14	«	0,047	Бентонит 17,5 %, барит 11 %, КМЦ 2,2 %, анилин 0,71 %, сера 0,71 %, NaCl 18 кг/м <sup>3</sup> , рапа 50 л/м <sup>3</sup> , вода — ос- тальное	25,5 (38,5 после СПО)	«

Продолжение табл. 2.9

Но- мер п/п	Тип породы керна	Начальная проницае- мость $k_0$ , мкм <sup>2</sup>	Тип промывочной жидкости	Кoeffи- циент восста- новления проницае- мости $\beta$ , %	Исследователи, источники ин- формации
15	Песчаник (кern про- дуктивных отложений месторож- дения Газли)	1,52 – 1,60  2,16 – 2,48	Глинистый раствор, об- работанный ОП-10 Глинистый раствор, обработан- ный 0,5 % сульфонола НП-1	5,2 – 67,0  61,0 – 65,0	У.Д. Мамад- жанов, Г.А.Поляков, М.И. Ходжаев [66]
16	Искусствен- ный песча- ник	0,42	ПАА 1 – 2 % вода — ос- тальное	10,0 – 4,1	У.Д. Мамад- жанов [67]
17	Песчаник (кern про- дуктивный валаджин- ских отло- жений Урен- гойского ГКМ)	0,020 – 0,093	Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> 5 %, гидролизо- ванный лиг- нин 6 %, NaOH 1,2 %	28,4 – 13,7	В.И. Вяхирев [68]
18	То же	0,04 – 0,30	Полимербен- тонитовый раствор (8%-ный гли- нистый рас- твор с добав- кой гидроли- зата суспен- зионного со- полимера ак- рилонитрила с метилакри- латом Водный рас- твор CaCl <sub>2</sub> Лигносуль- фонатный раствор Рагипол (гидрогель) ОЭЦ-Ф 3 %, KCL 3 %, CaCO <sub>3</sub> 10 %, ПКД-575 1 %, барит 28 % Вышезапи- санный сос- тав (без ба- рита)	92 – 78  80 – 52 85 – 68,5	М.М. Быстров [69]
19	Песчаник	0,283  0,375		89*  91,5*	А.И. Пеньков, В.Н. Кошелев, С.Н. Шишков [70]  То же

Продолжение табл. 2.9

Но- мер п/п	Тип породы керна	Начальная проницае- мость $k_0$ , мкм <sup>2</sup>	Тип промывочной жидкости	Кoeffи- циент восста- новления проницае- мости $\beta$ , %	Исследователи, источники ин- формации
20	Песчаник	0,273  0,428	Бентонит 6 %, ПС 1 %, НТФ 0,1 %, ПКД 0,5 % iDF:	95*  96*	А.И. Пеньков, В.Н. Кошелев, С.Н. Шишков [70] То же
21	Искусствен- ный песча- ник	0,250 0,318 0,344 0,422	Биополимер (iDvis) 0,5 %, РАС 0,5 %, модифициро- ванный крах- мал 1,0 %, NaCl 1,0 % Трехфазная пена. ПОЖ:	88,2 88,64 88,70 87,0	К.М. Тагиров, З.К. Климен- ко, В.И. Ни- фантов, С.А. Акопов [71]
22	Несцементи- рованный кварцевый песок разме- ром фракций 1,25 – 0,16 мм	0,338 1,121 1,767 3,314 4,282	бент. глина 5 %, КМЦ 0,5 %, ПАВ 0,3 – 0,5 %, вода — ос- тальное ПОЖ Трехфазная пена	78,4 68,2 67,2 65,4 67,9	К.М. Тагиров, В.И. Нифантов, С.А. Акопов [72]
* Коэффициент $\beta$ определяется по результатам фильтрации неполярной углеводородной жидкости через керн до и после взаимодействия с промывочной жидкостью. В остальных случаях проницаемость определялась по воздуху.					

дают растворы с твердой фазой, а при  $0,075 \leq k \leq 0,80$  мкм<sup>2</sup> – безглинистые полимерные растворы.

Вместе с тем вопрос о характере влияния этих факторов на восстановление проницаемости горной породы после ее взаимодействия с промывочными и специальными жидкостями остается открытым.

К.Ф. Жигач и К.Ф. Паус [62] установили, что перепад давления взаимодействия влияет на фильтрацию буровых растворов в кернах сцементированного песчаника до определенного предела, т.е. до 1,0 МПа при длине керна 5 см (до значения градиента давления 0,2 МПа/см). Впоследствии

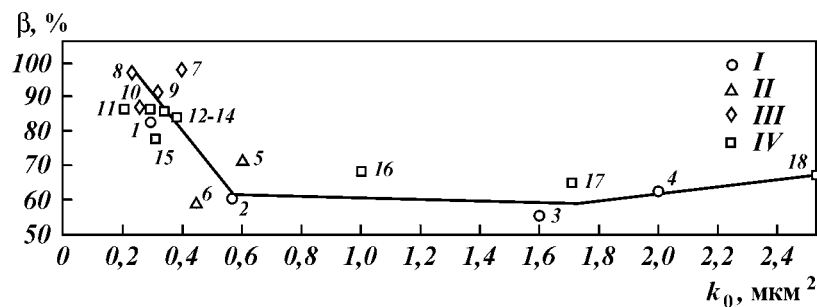


Рис. 2.1. График изменения коэффициента  $\beta$  искусственного песчаника после воздействия на него различными жидкостями и пеной: I — пресная вода (точки 1–4); II — глинистый раствор (точки 5, 6); III — раствор полимеров (точки 7–10); IV — трехфазная пена (точки 11–18)

Л.Н. Кудрявцев и В.М. Подгорнов [65] показали, что на изменение газопроницаемости кернов карбонатных пород в пределах  $0,015–0,125 \text{ мкм}^2$  градиент давления оказывает влияние только при значениях более  $4,2 \text{ МПа/см}$  (давление гидробожима керна равно  $25 \text{ МПа}$ ). Причем это влияние в исследованном диапазоне газопроницаемости незначительно и не превышает  $5 \%$ .

Однако, как показал В.Н. Щелкачев [74], изменение давления в пласте существенно влияет на значение пористости проницаемой горной породы и плотности фильтрующейся жидкости. Введенный им коэффициент  $\chi$  пьезопроводности пласта характеризует темп процесса перераспределения давления, т.е. темп процесса его выравнивания, и определяется равенством

$$\chi = \frac{k}{\mu(m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{с}})}, \quad (2.1)$$

где  $k$  — коэффициент проницаемости,  $\text{м}^2$ ;  $\mu$  — динамическая вязкость фильтрующейся жидкости,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;  $m$  — коэффициент пористости, доли ед.;  $\beta_{\text{ж}}$ ,  $\beta_{\text{с}}$  — объемный коэффициент упругости (сжимаемости) соответственно жидкости и пористой среды,  $\text{Па}^{-1}$ .

Очевидно, что после взаимодействия промывочной жидкости с керном горной породы изменится не только его пористость, но и проницаемость, коэффициент упругости насыщающей поровое пространство жидкости, а также величина  $\mu$ , характеризующая вязкость фильтруемой смеси (например, нефти (газа) и фильтрата бурового раствора). В слабосцемен-

тированных (рыхлых, насыпных) коллекторах необходимо учитывать также и изменения коэффициента упругости пористой среды, так как восстановление проницаемости (когда  $\beta < 100\%$ ) замеряется при большем градиенте давления, чем до взаимодействия промывочной жидкости с керном.

В.Н. Щелкачев [74] подчеркивает, что в простейшем случае уравнения состояния жидкости и пористой среды имеют вид:

$$d\rho/\rho = \rho_{\text{ж}} d\rho, \quad (2.2)$$

$$dm = \beta_c d\rho \quad (2.3)$$

и связывают нелинейными зависимостями изменения плотности жидкости  $\rho$  и пористости  $m$  с изменением давления  $p$ . Проницаемость пористой среды и вязкость жидкости принимаются не зависящими от давления постоянными величинами.

Однако В.Н. Щелкачев [74, с. 36] отмечает, что «надо учитывать, что существует много практически важных и теоретически интересных задач, при решении которых недопустимо считать проницаемость и вязкость постоянными величинами».

С учетом формулы (2.3), после несложных преобразований, имеем [75–78]

$$m = m_0 - \beta_c (p - p_0), \quad (2.4)$$

где  $m_0$  – первичная пористость.

В.М. Добрынин [77] предложил другую, более сложную формулу для определения изменения пористости в зависимости от создаваемого давления на горные породы, которая после преобразования имеет вид:

$$m = \frac{m_0}{m_0 + e^{\beta_c p} (1 - m_0)}. \quad (2.5)$$

Для оценки степени достоверности проведем расчет изменения коэффициента пористости в зависимости от давления по формулам (2.4) и (2.5) и сравним вычисленные значения  $m$  с экспериментальными данными, взятыми из работы [78].

Из табл. 2.10 следует, что по формуле (2.4) можно оценивать изменение коэффициента пористости горных пород с допустимой погрешностью при сравнительно низких значениях давления (до 8,0 МПа), что и подтверждается в работе [79]. Формула (2.5) дает сравнительно малые погрешности



Таблица 2.10

**Зависимость коэффициента пористости  $m$  песчаных горных пород от давления**

Избыточное давление, МПа	Экспериментальный $m$ [76]	Расчетный $m$ по формулам		Погрешность расчетов, %, по формулам	
		(2.4)	(2.5)	(2.4)	(2.5)
0	0,30	0,30	0,30	0	0
8,0	0,285	0,220	0,284	22,8	0,35
17,83	0,270	0,122	0,265	54,8	1,85
22,17	0,250	0,078	0,255	68,8	2,0
54,94	0,210	—	0,240	—	14,29
68,67	0,190	—	0,178	—	6,32
91,43	0,160	—	0,146	—	8,75

Примечание.  $\beta_c = 10^{-3}$  МПа для песчаных коллекторов [79].

(ошибка 0,35–14,29 %) в широком диапазоне изменения избыточного давления от 0 до 91,43 МПа и рекомендуется для применения в практических расчетах.

Под действием дополнительного напряжения, создаваемого перепадом давления, в интервале (зоне, пространстве) взаимодействия проницаемость породы изменяется в более широких пределах. Эта зависимость выражается приближенной формулой В.М. Добрынина [75, 77]

$$\frac{k(\sigma - p)}{k(\sigma - p)_1} \approx \left[ \frac{(\sigma - p)_1}{(\sigma - p)} \right]^n, \quad (2.6)$$

где  $\sigma$  — эффективное напряжение в сжимаемой горной породе, Па;  $p$  — давление в породе, Па;  $(\sigma - p) = \Delta p$  — перепад давления в образце, Па;

$$n = 2 \frac{(3 + \alpha)}{(2 + \alpha)} \beta_c (\sigma - p)_1; \quad (2.7)$$

$\alpha$  — коэффициент, характеризующий структуру поровых каналов (для цементированных песчаников:  $-1,25 \leq \alpha \leq -1,80$ );  $\beta_c$  — коэффициент сжимаемости пор, Па<sup>-1</sup>.

С учетом условий взаимодействия промывочной жидкости с кернами горных пород формулу (2.6) можно записать в виде

$$k_{(\Delta p)} = k_{(\Delta p_0)} / (\Delta p / \Delta p_0)^n, \quad (2.8)$$

где  $\Delta p_0$ ,  $\Delta p$  — перепады давления, при которых определялась

начальная проницаемость керна  $k_{(\Delta p_0)}$  и осуществлялась фильтрация промывочной жидкости, соответственно, Па;  $k_{(\Delta p)}$  — измененная проницаемость керна под действием  $\Delta p \gg \Delta p_0$ , мкм<sup>2</sup>.

Оценим изменения проницаемости кернов горных пород, представленных песками, слабосцементированными песчаниками и крепкими песчаниками, сцементированными глинисто-карбонатным цементом. Результаты расчетов сведем в табл. 2.11 и 2.12.

В работах [77, 78] приводится степенная зависимость изменения проницаемости от изменения пористости под действием  $\Delta p$ :

$$k_{(\Delta p)} = k_{(\Delta p_0)} \left[ \frac{m_{(\Delta p)}}{m_0} \right]. \quad (2.9)$$

Для оценки изменения проницаемости песков и слабосцементированных песчаников от давления проведем расчет по формулам (2.8) и (2.9), которые отличаются тем, что в формуле (2.8)  $k_{(\Delta p)}$  зависит от отношения перепадов давления, а в (2.9) — от отношения коэффициентов пористости при разных перепадах давления. Анализ данных (см. табл. 2.12) позволяет сделать вывод о снижении проницаемости песков в зависимости от давления. Причем значения  $k_{(\Delta p)}$ , рассчитанные по формуле (2.8), меньше, чем определенные по формуле (2.9).

В работе [78] показано, что на изменение проницаемости существенно влияет коэффициент сжимаемости пород  $\beta_c$ , который для песчаных коллекторов изменяется в достаточно широких пределах  $(8 \div 20) \cdot 10^{-3}$  1/МПа. В формуле (2.9) учитывается влияние коэффициента  $\beta_c$  только на изменение  $m_{(\Delta p)}$ .

Таблица 2.11

Изменение проницаемости (в мкм<sup>2</sup>) керна песчаников в зависимости от

Номер п/п	Начальная прони- цаемость $k_{(\Delta p_0)}$ , мкм <sup>2</sup>	$\beta_{n1} = 1,33$ ; $\Delta p_1 = 0,5$ ; $n_1 = (3,1 \div 8,0) \cdot 10^{-3}$	$\beta_{n1} = 1,32$ ; $\Delta p_2 = 1,0$ ; $n_2 = (6,2 \div 15,8) \cdot 10^{-3}$
1	0,05	0,05—0,049	0,049—0,048
2	0,10	0,10—0,099	0,099—0,096
3	0,15	0,149—0,148	0,148—0,045
4	0,20	0,199—0,197	0,197—0,193
5	0,30	0,290—0,296	0,296—0,289
6	0,50	0,498—0,494	0,493—0,482
7	1,0	0,995—0,987	0,986—0,904

Примечание.  $(\Delta p_0) = 0,10$  МПа.

Изменение пористости от сжимаемости породы, как было сказано выше, не столь существенно в сравнении с изменением проницаемости. Поэтому в расчетах рекомендуется использовать формулу (2.9).

С учетом изложенного были проведены исследования взаимодействия полимерсолевых жидкостей, приготовленных на основе растворов РПАА и нитрата кальция [53], с образцами песка. Результаты этих исследований приведены в табл. 2.13 и на рис. 2.2, из которых видно, что в результате взаимодействия растворов РПАА и  $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$  с образцами песка коэффициент  $\beta$  снижается при увеличении  $\text{grad } p$  до 0,07 МПа/см. Дальнейшее увеличение  $\text{grad } p$  до 0,20 МПа/см приводит к плавному уменьшению коэффициента  $\beta$  от 27,7 до 19,3 % (см. табл. 2.13). По мере роста проницаемости прослеживается закономерность в снижении коэффициента  $\beta$ .

Причем при  $k_0 \leq 0,90 \text{ мкм}^2$  коэффициент  $\beta$  не превышает 27,7 %. Затем при  $1,05 \leq k_0 \leq 2,92 \text{ мкм}^2$  проницаемость образца песка, насыщенного полимерной жидкостью, восстанавливается на 46,5–57,2 %, при  $3,46 \leq k_0 \leq 4,99 \text{ мкм}^2$   $\beta$  вновь уменьшается до 19,3–25,3 %. Таким образом, насыщенные полимерной жидкостью образцы песка с начальной проницаемостью более  $3,0 \text{ мкм}^2$  при обратной фильтрации газа сильнее сжимаются и хуже вытесняют раствор полимера из поровых каналов.

Из насыщенных образцов с проницаемостью менее  $1,0 \text{ мкм}^2$  также труднее вытеснить полимерную жидкость по причине возрастания капиллярных и адгезионных сил, удерживающих в пористой среде высоковязкую жидкость.

Следует отметить, что изменение плотности разработанных рецептур ПСЖ ( $1010 \leq \rho \leq 1290 \text{ кг/м}^3$ ) не столь существен-

коэффициента сжимаемости пор  $\beta_n$  (в ГПа<sup>-1</sup>), перепада давления (в МПа) и  $l$

$\beta_{n3} = 1,30;$ $\Delta p_3 = 2,0;$ $n_3 = (9,4 \div 31,2) \cdot 10^{-3}$	$\beta_{n4} = 1,24;$ $\Delta p_4 = 4,0;$ $n_4 = (23,3 \div 8,0) \cdot 10^{-3}$	$\beta_{n5} = 1,15;$ $\Delta p_5 = 8,0;$ $n_5 = (43,2 \div 110,4) \cdot 10^{-3}$
0,049–0,046	0,046–0,040	0,041–0,031
0,097–0,0910	0,092–0,080	0,083–0,062
0,146–0,137	0,138–0,120	0,124–0,093
0,195–0,182	0,184–0,161	0,166–0,123
0,299–0,273	0,275–0,241	0,248–0,185
0,486–0,450	0,459–0,402	0,414–0,308
0,972–0,911	0,918–0,803	0,828–0,617

Таблица 2.12

Изменение проницаемости (в мкм<sup>2</sup>) образцов песка и слабосцементированного песчаника в зависимости от давления (эффективного напряжения)  $\Delta p$  (в МПа)

Номер п/п	Начальная проницаемость $k_0$ , мкм <sup>2</sup>	$\Delta p_1 = 0,1$	$\Delta p_2 = 0,5$	$\Delta p_3 = 1,0$	$\Delta p_4 = 2,0$	$\Delta p_5 = 4,0$
1	0,50	0,498 (0,50)*	0,492 (0,484)	0,486 (0,456)	0,473 (0,395)	0,447 (0,277)
2	1,0	0,996 (1,0)	0,984 (0,968)	0,972 (0,912)	0,945 (0,787)	0,893 (0,564)
3	2,0	1,992 (2,0)	1,968 (1,936)	1,944 (1,825)	1,890 (1,574)	1,786 (1,109)
4	4,0	3,984 (4,0)	3,936 (3,872)	3,888 (3,650)	3,780 (3,147)	3,572 (2,217)
5	8,0	7,968 (8,0)	7,872 (7,744)	7,776 (7,299)	7,560 (6,294)	7,144 (4,434)

\*Данные рассчитаны по формуле (2.8).  
Примечание.  $m_0 = 0,30$ ;  $\alpha = -1$ ;  $\beta_c = 10^{-3}$  МПа.

Таблица 2.13

Результаты экспериментов по оценке влияния безглинистых полимерсолевых растворов на проницаемость образцов песка

Но- мер опы- та	Состав и рецептура полимерсолевой жидкости, % (по массе)		Градиент давления взаимодействия $\frac{\text{grad } p}{\text{МПа/см}}$	Начальная проницаемость образца $k_0$ , мкм <sup>2</sup>	Реологические свойства жидкости		Восста- новление прони- цаемости $\beta$ , %
	РПАА	Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>			$\tau$ , Па	$\eta$ , Па·с	
1	0,40	20	0,058	1,57	43,3	0,075	57,2
2	0,50	10	0,062	1,05	42,0	0,068	53,3
3	0,50	30	0,067	2,92	48,5	0,086	50,0
4	0,70	10	0,069	1,44	46,4	0,20	46,5
5	0,80	10	0,117	0,90	47,8	0,205	27,7
6	0,65	20	0,164	3,81	47,0	0,180	25,3
7	0,70	40	0,170	3,60	52,5	0,295	24,7
8	0,80	30	0,150	4,99	54,8	0,310	20,4
9	0,80	50	0,20	3,46	54,9	0,34	29,3

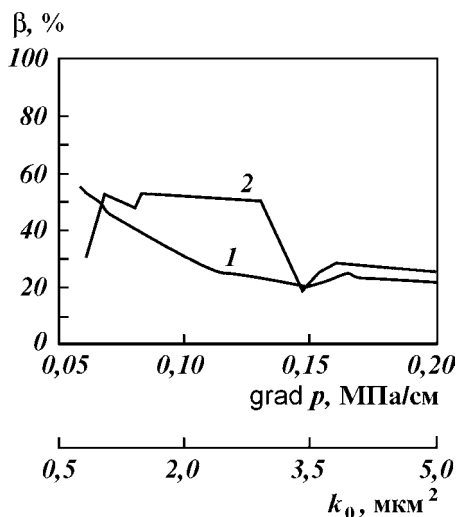
венно влияет на ее реологические параметры в отличие от концентрации РПАА. С увеличением концентрации РПАА от 0,50 до 0,80 % (по массе) значения динамического напряжения сдвига  $\tau$  и пластической вязкости  $\eta$  разработанного состава ПСЖ резко возрастают соответственно до 54,9 Па и 0,311 Па·с.

Рис. 2.2. График изменения коэффициента  $\beta$  при фильтрации полимерсолевой жидкости в образцах нецементированного песка в зависимости от  $\text{grad } p$  (1) и  $k_0$  (2)

Таким образом, на основании проведенных исследований установлено следующее: введение в полимерный раствор 0,40–0,50 % (по массе) РПАА приводит к увеличению динамического напряжения сдвига до 42,0–48,5 Па и пластической вязкости до 0,068–0,086 Па·с в зависимости от концентрации соли.

Увеличение РПАА в растворе до 0,65–0,80 % (по массе) приводит к дальнейшему росту величин реологических свойств полимерной жидкости также в зависимости от концентрации  $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ . Изменение концентрации нитрата кальция в растворе обеспечивает не только регулирование его плотности, но и реологические параметры. Варьируя концентрациями компонентов: РПАА и  $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ , а также градиентами давления взаимодействия с пористой средой горных пород, можно обеспечить различную степень их блокировки полимерсолевой жидкостью.

Проникающий в пористую среду РПАА удаляется в результате соляно-кислотной обработки, и проницаемость восстанавливается до 92–93 % [53].



## 2.3. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ И ПАРАМЕТРОВ ПЕННЫХ СИСТЕМ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

### 2.3.1. ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА И ВОДЫ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ, НАСЫЩЕННЫХ ТРЕХФАЗНОЙ ПЕНОЙ

В последнее время в практике бурения и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин в условиях пониженных пластовых давлений широко применяются двух- и трехфаз-

ные пены [3–5, 7, 13, 15, 40, 52, 80–87]. Однако некоторые вопросы, связанные с проникновением пенных систем в горные породы призабойной зоны пласта, а также фильтрацией газа и воды в пенонасыщенной пористой среде, остаются неизученными.

Имеется несколько работ по исследованию фильтрации воды и газа в пенонасыщенной пористой среде, авторы которых по-разному объясняют характер этого процесса и делают разные выводы [7, 13, 15, 85, 86, 88–91].

В одной из последних работ по данному вопросу делается вывод о том, что сочетание сильной нелинейности течения двухфазных сред на микроуровне с нерегулярной геометрией порового пространства делает строгий теоретический анализ невозможным [91, с. 118].

Моделирование фильтрации пены авторы работы [91] предлагают вести на решетке Фэтта (решетка капилляров случайного радиуса), которая, по их мнению, при очевидной неадекватности позволяет учесть основные для двухфазного течения свойства порового пространства — многосвязность (разветвленность) и переменность радиусов пор.

В основу моделирования двухфазной фильтрации положен принцип локального преобладания капиллярных сил с учетом того, что каждая фаза движется в своей части порового пространства независимо. В то же время наличие пены в пористой среде не меняет закономерности течения воды, но существенно влияет на движение газовой фазы. Основным эффектом снижения подвижности газа обусловлен блокировкой поровых каналов пузырьками пены, для сдвига которых требуется создать некоторое предельное напряжение.

В результате образования пены снижается поток газа через образец пористой среды на 2–3 порядка, его течение происходит по малому числу активных газовых каналов, и закон течения газа определяется соотношением, подобным закону течения вязкоупругой жидкости [91].

Справедливость высказанных предложений подтверждена В.М. Ентовым и Р.М. Мусиным экспериментально при фильтрации газа через пенонасыщенную пористую среду на моделях Фэтта [91].

В данной работе анализируются результаты экспериментальных исследований по фильтрации газа в пористой среде образцов кварцевого песка, насыщенных трехфазной пеной, содержащей глину и известково-гипсовую смесь (ИГС) в качестве твердой фазы.

Добавка твердой фазы в пенообразующую жидкость необ-

ходима для повышения устойчивости пенной системы, которой насыщается образец песка. Изменение состава ПОЖ позволило оценить влияние природы твердой фазы на характер фильтрации газа (воздуха) и воды в пенонасыщенной пористой среде.

В табл. 2.14 приведены составы ПОЖ, используемые для образования трехфазной пены. В обоих составах ПОЖ одинаковое количество твердой фазы, но содержание глины и ИГС различное. Добавка твердой фазы в ПОЖ повышает устойчивость пены, а также позволяет оценить ее влияние на характер фильтрационных процессов. Изменение в составах ПОЖ содержания глины и ИГС также дает возможность определить влияние природы твердой фазы на проникновение трехфазной пены в пористую среду песка.

Исследуемые образцы кварцевого песка имели следующие параметры:

Размер фракции кварцевого песка, мм.....	0,67 – 1,0
Длина образца, м.....	0,216
Диаметр образца, м.....	0,03
Плотность зерен кварца, кг/м <sup>3</sup> .....	2650
Пористость образцов (начальная), доли ед. ....	0,303 – 0,355
Проницаемость образцов (начальная по воздуху, мкм <sup>2</sup> .....	1,487 – 4,510
Температура, °С.....	24 – 28

Методика проведения исследований заключалась в следующем. Предварительно определяли проницаемость «сухого» образца песка по воздуху. Затем насыщали его водой и определяли проницаемость по воде. После этого образец продували и определяли проницаемость водонасыщенного образца по воздуху. На следующем этапе насыщали образец песка трехфазной пеной и определяли параметры фильтрационного процесса: градиенты давления сдвига, фильтрации и скорость фильтрации  $v_{\text{ф}}$ .

Результаты исследований приведены в табл. 2.15 и 2.16 и на рис. 2.3 и 2.4.

Таблица 2.14

**Составы ПОЖ, используемые для образования трехфазной пены**

Компонент	Концентрация компонентов, % (по массе), ПОЖ	
	Состав № 1	Состав № 2
Бентонитовая глина	2,5	7,5
ИГС	5,0	0
Полимер («Тилоза»)	0,5	0,5
ПАВ (пенолифт)	0,7	0,7
Вода	Остальное	

Таблица 2.15

## Результаты фильтрации воздуха в образцах кварцевого песка

Интервал вариации $\text{grad } p, \text{ МПа}^2/\text{м}$	Среднее значение $\text{grad } p,$ $\text{МПа}^2/\text{м}$	Интервал вариации $v_{\text{ф.в}},$ см/с	Среднее значение $v_{\text{ф.в}}, \text{ см/с}$
<b>«Сухой» образец</b>			
0,011 – 0,015	0,013	4,40 – 23,59	12,68
0,024 – 0,032	0,027	7,0 – 43,69	23,09
0,035 – 0,049	0,043	9,75 – 58,98	32,54
0,051 – 0,071	0,062	12,55 – 74,50	40,48
0,082 – 0,093	0,085	17,35 – 88,46	49,75
<b>Водонасыщенный образец</b>			
0,006 – 0,016	0,013	2,42 – 16,64	8,61
0,020 – 0,033	0,027	5,74 – 33,26	18,68
0,043 – 0,053	0,046	7,42 – 41,61	28,37
0,057 – 0,071	0,064	10,07 – 52,80	36,24
0,079 – 0,095	0,086	11,56 – 56,62	41,67
<b>Пенонасыщенный образец (состав № 1)</b>			
0,011 – 0,032	0,020	0 – 36,48	15,75
0,033 – 0,049	0,043	6,87 – 47,18	24,93
0,057 – 0,123	0,089	15,45 – 76,10	39,12
0,216 – 0,238	0,227	38,25 – 58,59	48,42
3,55 – 6,57	5,060	1,5 – 0	~0,75
<b>Пенонасыщенный образец (состав № 2)</b>			
–	0,050	–	0
0,123 – 0,225	0,159	10,24 – 17,05	12,78
0,338 – 0,480	0,389	24,0 – 30,64	27,22
0,632 – 0,652	0,642	38,25 – 39,35	38,80
1,063 – 1,555	1,309	62,56 – 67,37	64,97

Таблица 2.16

## Результаты фильтрации воды в образцах кварцевого песка

Градиент давления $\text{grad } p, \text{ МПа/м}$	Интервал вариации $v_{\text{ф.вод}}, \text{ см/с}$	Среднее значение $v_{\text{ф.вод}}, \text{ см/с}$
<b>Водонасыщенный образец</b>		
0,227	0,24 – 1,04	0,74
0,454	0,39 – 2,0	1,24
0,681	0,49 – 2,44	1,50
0,908	0,61 – 3,15	1,89
<b>Пенонасыщенный образец (состав № 1)</b>		
0,227	0 – 0,60	0,2
0,454	0 – 1,86	0,62
0,681	0 – 2,82	0,94
0,908	0 – 4,98	1,63



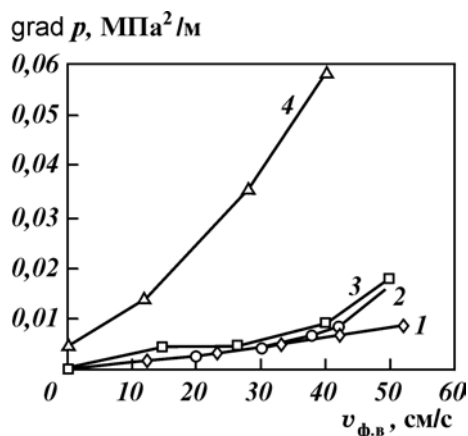
Продолжение табл. 2.16

Градиент давления $\text{grad } p, \text{ МПа/м}$	Интервал вариации $v_{\text{ф.вод}}, \text{ см/с}$	Среднее значение $v_{\text{ф.вод}}, \text{ см/с}$
<b>Пенонасыщенный образец (состав № 2)</b>		
0,227	1,12–0,14	0,13
0,454	0,25–0,31	0,28
0,681	0,35–0,39	0,37
0,908	0,46–0,54	0,50

Для определения снижения проницаемости пористой среды горных пород после насыщения различными жидкостями и пенными системами используем фактор сопротивления [86, 91], который позволяет оценить проявление реологических свойств той или иной жидкости при фильтрации в ПЗП. В данной работе эта задача решена следующим образом. По результатам исследований (см. табл. 2.15 и 2.16) проведен расчет отношения градиентов давления фильтруемых сред (газа и воды) в пенонасыщенных и водонасыщенных образцах кварцевого песка при одинаковых скоростях фильтрации. Затем построены зависимости фактора сопротивления от исходного значения  $\text{grad } p$ . Результаты расчетов приведены в табл. 2.17 и на рис. 2.5.

Из полученных результатов следует, что при малых градиентах давления сдвига в образцах кварцевого песка, насыщенных трехфазной пеной, содержащей в качестве твердой фазы ИГС, сопротивление фильтрации воздуха незначительно больше, чем при фильтрации в водонасыщенном керне.

Рис. 2.3. Зависимость градиента давления  $\text{grad } p$  от скорости  $v_{\text{ф.в}}$  фильтрации воздуха в образцах кварцевого песка:  
1 — сухой образец; 2 — водонасыщенный образец; 3 — пенонасыщенный образец (состав № 1); 4 — пенонасыщенный образец (состав № 2)



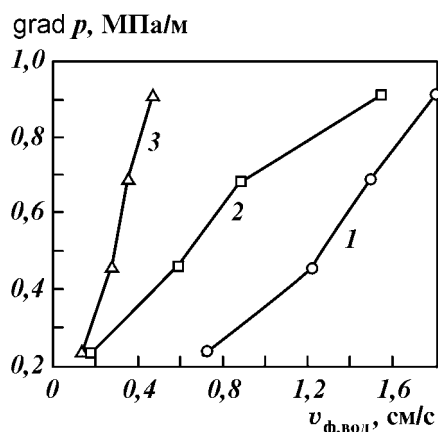


Рис. 2.4. Зависимость градиента давления  $grad\ p$  от скорости  $v_{ф.вод}$  фильтрации воды в образцах кварцевого песка:  
1 — водонасыщенный образец;  
2 — пенонасыщенный образец (состав № 1); 3 — пенонасыщенный образец (состав № 2)

При  $0,020 \leq grad\ p \leq 0,040$  МПа<sup>2</sup>/м фактор сопротивления в среднем равен 1,15–1,13. С увеличением градиента давления фильтрации фактор сопротивления возрастает в 1,89 раз при  $grad\ p = 0,120$  МПа<sup>2</sup>/м. В то же время при фильтрации воздуха в образцах песка, насыщенных трехфазной пеной, содержащей в качестве твердой фазы только глину более высокой концентрации, фактор сопротивления с ростом градиента давления незначительно снижается от 8,0 до 7,4, затем стабилизируется на уровне 7,6–7,5.

При фильтрации воды в пенонасыщенной пористой среде образцов песка характер изменения фактора сопротивления другой. Вначале происходит резкое падение фактора сопротивления в сравнительно узком диапазоне  $0,020 \leq grad\ p \leq 0,040$  МПа/м, затем темп падения уменьшается и при  $grad\ p > 0,10$  МПа/м практически стабилизируется.

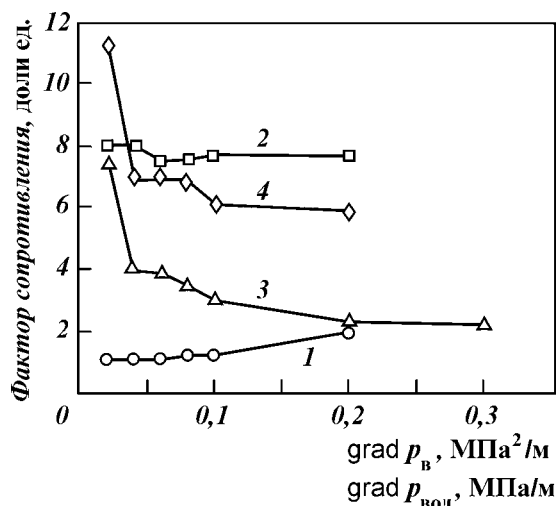
Таблица 2.17

Увеличение фактора сопротивления фильтрации воздуха и воды в пенонасыщенных образцах кварцевого песка

Номер п/п	Исходный $grad\ p$ при фильтрации		Отношение градиентов давлений (в доли ед.) при фильтрации			
	воздуха в водонасыщенном образце, МПа <sup>2</sup> /м	воды в образце песка, МПа/м	воздуха в пенонасыщенном образце		воды в пенонасыщенном образце	
			состав № 1	состав № 2	состав № 1	состав № 2
1	0,020	0,020	1,15	8,0	7,6	11,5
2	0,040	0,040	1,13	8,0	4,1	7,0
3	0,060	0,060	1,25	7,4	3,8	6,7
4	0,080	0,080	1,31	7,4	3,4	6,5
5	0,10	0,10	1,50	7,6	2,9	5,8
6	0,120	0,20	1,89	7,5	2,3	5,5
7	—	0,30	—	—	2,1	—

Рис. 2.5. Зависимость фактора сопротивления от исходного градиента давления при фильтрации воздуха и воды в образцах кварцевого песка:

1 — фильтрация воздуха в пенонасыщенном образце (состав № 1); 2 — фильтрация воздуха в пенонасыщенном образце (состав № 2); 3 — фильтрация воды в пенонасыщенном образце (состав № 1); 4 — фильтрация воды в пенонасыщенном образце (состав № 2)



Таким образом, на основании проведенных исследований авторами установлено, что на характер фильтрации воздуха и воды в пористых средах кварцевого песка, насыщенных трехфазной пеной, существенное влияние оказывает природа твердой фазы. Увеличение концентрации бентонитовой глины в составе трехфазной пены значительно повышает фактор сопротивления при фильтрации воздуха и воды в пенонасыщенной пористой среде образцов кварцевого песка. Поэтому устойчивые трехфазные пены, содержащие бентонитовую глину в качестве твердой фазы, следует рекомендовать для изоляции зон поглощений в непродуктивных пластах.

При вскрытии продуктивных нефтяных или газовых пластов следует рекомендовать в качестве промывочной или блокирующей системы трехфазные пены, содержащие в основном кислоторастворимую твердую фазу, например, ИГС.

Выводы о снижении потока газа через образец пенонасыщенной пористой среды на 2—3 порядка, опубликованные в работах [85, 88, 91], не подтвердились. Наибольшее снижение потока газа происходит в насыщенной трехфазной пене, содержащей бентонитовую глину. Однако и в этих экспериментах максимальное увеличение фактора сопротивления по воздуху не превышает 8,0, а по воде достигает 11,5 (см. табл. 2.17).

Авторы работы [90], на основании анализа зарубежного опыта в этой области, не делают категоричных утверждений

о кратном снижении фильтрационных характеристик пористой среды горных пород после насыщения их пеной. Основными факторами, влияющими на устойчивость процесса блокирования горных пород пеной, являются: тип и структура порового пространства коллектора (поровый, порово-трещинный, трещиновато-поровый, сцементированный или несцементированный), значение давления насыщения его пеной, тип и концентрация ПАВ и др.

Таким образом, на основании проведенных исследований удалось доказать влияние природы твердой фазы трехфазной пены на степень снижения фильтрационной характеристики пенонасыщенной пористой среды для воздуха и воды в несцементированных образцах кварцевого песка [15, 40, 92].

### 2.3.2. ОСОБЕННОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ ТРЕХФАЗНЫХ ПЕН

В работе М.Ф. Каримова и А.Г. Латыпова [93] показано, что поведение пены в пористой среде неоднозначно описывается вязкостью дисперсионной среды из-за неравномерности накопления и высвобождения упругой энергии, характеризующейся временем релаксации. Релаксация давления в пенонасыщенной пористой среде объясняется частичной потерей подводимой энергии, затрачиваемой на внутривидовое неравновесное давление взаимодействия элементов пены между собой и с поверхностью пористой среды.

Для описания поведения пены в пористой среде предложено использовать модель Максвелла, применяемую также для характеристики фильтрации растворов полимеров и высоковязких нефтей [79, 86, 93, 94 и др.]:

$$v_{\text{ф}} = -\frac{k}{\mu} \left( \frac{\partial p}{\partial x} + \tau_p \frac{\partial^2 p}{\partial x \partial t} \right), \quad (2.10)$$

где  $v_{\text{ф}}$  — скорость фильтрации;  $k$  — проницаемость пористой среды;  $\mu$  — вязкость фильтруемой системы;  $p$  — давление фильтрации;  $x$  — линейное расстояние;  $\tau_p$  — время релаксации;  $t$  — общее время фильтрации.

Изменение вязкости пенной системы при ее фильтрации в пористой среде можно оценить по экспериментальным данным на основе решения обратной задачи, используя выбранную модель (2.10).

Результаты опубликованных экспериментальных исследований по фильтрации вязкоупругих систем, в том числе и пен, позволили выявить и ряд особенностей, отличающих их

от ньютоновских и неньютоновских жидкостей со стационарной реологической характеристикой. Как показали результаты многочисленных экспериментов, фильтрационное сопротивление меньше при движении ВУС из пласта в скважину, а не наоборот, так как в этом случае растет скорость фильтрации. При увеличении скорости фильтрации влияние вязкости фильтруемой ВУС снижается и возрастает действие упругих сил, которое оценивается безразмерным параметром М. Рейнера [86]:

$$K_{ch} = \frac{v_{\phi} \tau_p}{d}, \quad (2.11)$$

где  $d$  — средний размер поровых каналов.

При  $K_{ch} \ll 1$  фильтрация ВУС аналогична движению ньютоновской жидкости, так как  $\tau_p \rightarrow 0$ . По данным А.Х. Мирзаджанзаде с соавторами, время релаксации полимерных растворов составляет около 8 мин, но в пластовых условиях оно может быть значительно больше. При фильтрации пены значение  $\tau_p$  может достигать нескольких часов и зависит от начального давления в системе, уменьшаясь с ростом последнего [85, 86, 93].

Другим реологическим эффектом, характерным для поведения ВУС в пористой среде, является снижение во времени текущего фильтрационного расхода  $Q_{\phi}(t)$  при постоянном перепаде давления  $\Delta p = \text{const}$ . В течение определенного времени  $\Delta t_i$  начальный расход ВУС в пористой среде  $Q_{\phi}(t_0)$  уменьшается на некоторую величину  $\Delta Q_{\phi i}$ . Причем после остановки фильтрации при  $\Delta p = 0$  расход снижается до нуля:  $Q_{\phi i}(t) = 0$ , а при возобновлении фильтрации при  $\Delta p = \text{const}$  цикл изменения  $Q_{\phi}(t)$  повторяется. Чем меньше время покоя ВУС при  $\Delta p = 0$ , тем меньше начальный расход. Изменение фильтрационного расхода ВУС во времени  $Q_{\phi}(t)$  изображено на рис. 2.6 и описывается зависимостью [86]:

$$Q_{\phi}(t) = Q_{\phi i}(t_i) + \Delta Q_{\phi i} e^{-t/\tau} \quad (2.12)$$

или

$$\ln \frac{Q_{\phi}(t_0) - Q_{\phi i}(t_i)}{Q_{\phi}(t) - Q_{\phi i}(t_i)} = \frac{t}{\tau_p}, \quad (2.13)$$

где  $Q_{\phi}(t_i)$  — минимальное значение фильтрационного расхода ВУС на конец цикла фильтрации при  $\Delta p = \text{const}$ ,

$$\Delta Q_{\phi i} = Q_{\phi}(t_0) - Q_{\phi i}(t_i);$$

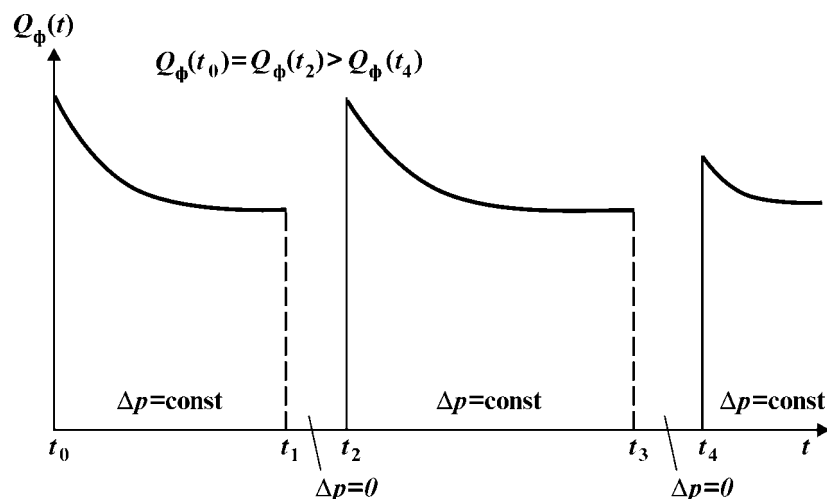


Рис. 2.6. График изменения фильтрационного расхода ВУС во времени

$Q_{\phi i}(t_0)$  — начальный, максимальный фильтрационный расход ВУС в  $i$ -й момент времени  $t$ ;  $\tau_p = \Delta t_i$  — время релаксации, в течение которого происходит снижение расхода от  $Q_{\phi}(t_0)$  до  $Q_{\phi i}(t_i)$ .

В неоднородной пористой среде фронт продвижения ВУС, в отличие от фильтрации ньютоновских жидкостей, более равномерный, что объясняется проявлением вязкоупругих сил при движении системы в проницаемых пропластках с большей скоростью.

Таким образом, проявление описанных выше специфических свойств ВУС при фильтрации в пористой среде вызывает эффекты, тормозящие скорость их движения.

Одним из способов регулирования реологических свойств ВУС в пористой среде, наряду с изменением термодинамических параметров процесса, является введение в состав фильтруемой системы загустителей.

Решение этой задачи рассмотрим на примере фильтрации трехфазной пены в пористой среде несцементированного кварцевого песка.

Исходные параметры ПОЖ, используемой для приготовления трехфазной пены и образцов кварцевого песка, приведены ранее (см. табл. 2.14). Время релаксации определялось с помощью секундомера от момента начала фильтрации пены ( $v_{\phi} \rightarrow \max$ ) до ее затухания ( $v_{\phi} \rightarrow 0$ ).

Результаты исследований группировались по глубинам проникновения трехфазной пены в образцы песка и вычислялся безразмерный параметр [15, 40, 95]:

$$PL = \frac{\Delta p_{обр} l_{п}}{p_{вх} l_{обр}}, \quad (2.14)$$

где  $\Delta p_{обр}$  — перепад давления на образце, равный разности между давлением пены на входе  $p_{вх}$  и выходе  $p_{вых}$  из образца;  $l_{п}$  — глубина проникновения пены в образец длиной  $l_{обр}$ .

Давление на выходе из образца регулировалось созданием в пористой среде давления воздуха около 0,5 МПа.

Причем при насыщении пеной всего образца противодействие воздуха на выходе из кернодержателя плавно снижалось до атмосферного. Необходимость этой процедуры была вызвана тем, что расход пены через керн прекращался и попытки его восстановить увеличением давления на входе не давали результата. Следует отметить, что снижением давления на выходе до атмосферного также не удавалось восстановить фильтрацию пены через образец песка. Обобщенные результаты исследований по фильтрации трехфазных пен в образцах кварцевого песка приведены в табл. 2.18, анализ которой позволяет установить следующее:

1. Интенсивная скачкообразная фильтрация пены происходила на глубину 4,0–5,5 см со средней скоростью 1,4–8,0 см/мин при градиентах давления фильтрации 4,0–28,5 МПа/м.

2. Затем скорость фильтрации резко уменьшалась до 0 и через 30 с фильтрация в течение 5,0 мин продолжалась со скоростью 0,015–0,070 см/мин. Причем при  $l_{п} = 7,0$  см в четырех из пяти случаев  $v_{п} = 0$ , и только в одном случае  $v_{п} = 0,05$  см/мин.

3. Возобновление фильтрации проводилось повышением градиента давления на образце путем увеличения давления на входе. Рост скорости фильтрации, в среднем до 0,35 см/мин, наблюдался до глубины около 10 см, затем фильтрация пены стабилизировалась при сравнительно меньших градиентах давления (см. табл. 2.18).

4. Характер фильтрации трехфазных пен, приготовленных на основе ПОЖ составов № 1 и 2, приблизительно одинаковый.

В табл. 2.19 приведены средние значения времени релаксации и параметра Рейнера при фильтрации трехфазной пены, приготовленной вспениванием ПОЖ составов № 1 и 2

Таблица 2.18

Результаты фильтрации трехфазной пены в образцах кварцевого песка

Количество замеров $n$	Глубина проникновения пены $l_n$ , см	Давление пены на входе в образец $p_{вх}$ , МПа	Перепад давления на образце $\Delta p_{обр}$ , МПа	Градиент давления на образце $grad\ p_{обр}$ , МПа/м	Скорость фильтрации пены в образце $v_n$ , см/мин	Параметр PL
<b>Состав № 1</b>						
4	$\frac{0 - 4,0}{2,75}$	$\frac{0,25 - 1,70}{0,98}$	$\frac{0,16 - 1,14}{0,53}$	$\frac{1,16 - 5,28}{2,45}$	$\frac{0 - 8,0}{2,70}$	0,069
10	$\frac{4,8 - 7,0}{6,40}$	$\frac{0,32 - 2,45}{1,16}$	$\frac{0,25 - 1,95}{0,83}$	$\frac{1,16 - 11,34}{3,84}$	$\frac{0 - 3,0}{0,34}$	0,213
7	$\frac{8,2 - 12,0}{9,66}$	$\frac{0,86 - 2,04}{1,61}$	$\frac{0,77 - 1,80}{1,15}$	$\frac{3,55 - 9,0}{5,32}$	$\frac{0,07 - 1,20}{0,35}$	0,319
5	$\frac{14,0 - 18,0}{16,0}$	$\frac{1,21 - 1,72}{1,48}$	$\frac{0,75 - 1,45}{1,09}$	$\frac{3,47 - 6,70}{5,05}$	$\frac{0,08 - 0,34}{0,23}$	0,545
8	$\frac{18,5 - 21,6}{21,01}$	$\frac{1,15 - 1,77}{1,50}$	$\frac{0,62 - 1,68}{1,25}$	$\frac{2,87 - 7,78}{5,79}$	$\frac{0 - 0,86}{0,22}$	0,810
<b>Состав № 2</b>						
5	$\frac{0 - 2,0}{0,54}$	$\frac{0,63 - 2,23}{1,27}$	$\frac{0,02 - 1,74}{0,67}$	$\frac{0,09 - 7,87}{3,10}$	$\frac{0 - 0,07}{0,022}$	0,0132
3	$\frac{2,8 - 4,5}{3,43}$	$\frac{1,69 - 2,54}{1,97}$	$\frac{1,11 - 2,04}{1,42}$	$\frac{5,14 - 9,44}{6,57}$	$\frac{0,06 - 1,4}{0,54}$	0,114
3	$\frac{2,5 - 7,8}{6,03}$	$\frac{2,50 - 2,53}{2,52}$	$\frac{2,03 - 2,30}{2,13}$	$\frac{9,40 - 10,65}{9,86}$	$\frac{0 - 0,43}{0,22}$	0,236
3	$\frac{8,1 - 12,6}{10,3}$	$\frac{1,52 - 6,0}{3,28}$	$\frac{1,52 - 6,0}{3,28}$	$\frac{7,04 - 27,78}{15,19}$	$\frac{0,01 - 0,73}{0,35}$	0,477
3	$\frac{18,3 - 21,6}{21,04}$	$\frac{4,0 - 6,0}{4,82}$	$\frac{4,0 - 6,0}{4,82}$	$\frac{18,52 - 27,78}{22,32}$	$\frac{0 - 0,57}{0,26}$	0,974
Примечание. В числителе — интервал глубины; в знаменателе — средняя глубина.						

(см. табл. 2.14) в образцах кварцевого песка (см. стр. 67). Среднее значение поперечного размера поровых каналов определялось по известной формуле [79, 86, 94 и др.]:

$$d = \sqrt{\frac{k}{m}} = \sqrt{\frac{1,5}{0,33}} = 2,13 \text{ мкм} = 2,13 \cdot 10^{-4} \text{ см.}$$



Таблица 2.19

**Значения времени релаксации давления и параметра  $K_{ch}$  при проникновении трехфазной пены (составы № 1 и 2) в образцы кварцевого песка**

Но- мер п/п	Глубина фильтрации пены в образце песка $I_{п}$ , см		Время релаксации дав- ления $\tau_p$ , с		Параметр $K_{ch}$	
	Состав № 1	Состав № 2	Состав № 1	Состав № 2	Состав № 1	Состав № 2
1	2,75	3,43	$\frac{30 - 300}{163}$	$\frac{210 - 600}{345}$	3,44	1,46
2	6,40	6,03	$\frac{30 - 870}{268}$	$\frac{240 - 1240}{693}$	0,71	1,19
3	9,66	10,30	$\frac{60 - 420}{186}$	$\frac{210 - 1200}{583}$	0,51	1,59
4	16,0	—	$\frac{60 - 720}{442}$	—	0,795	—
5	21,01	21,04	$\frac{210 - 3000}{1419}$	$\frac{270 - 2900}{1415}$	2,44	2,88

Примечание. В числителе — интервал времени; в знаменателе — среднее время.

Из данных (см. табл. 2.19) следует, что время релаксации давления, при котором начинается очередной цикл фильтрации пены, увеличивается с глубиной проникновения в среднем в 8,7 и 4,1 раз для составов № 1 и 2, соответственно, а в абсолютном выражении — от 0,5 до 50 мин (состав № 1) и от 3,5 до 48,3 мин (состав № 2). Причем значения  $\tau_p$  и  $K_{ch}$  при полном заполнении образцов песка пеной практически одинаковы для обоих составов. Параметр Рейнера  $K_{ch}$  значительно больше единицы, что подтверждает вывод о принадлежности исследуемых пен к классу вязкоупругих систем. Максимальное значение параметра  $K_{ch}$  для пен на основе ПОЖ состава № 1 соответствует максимальному значению скорости фильтрации в начальный период:  $K_{ch} = 3,44 \cdot 10^4$  при  $v_{п}^{cp} = 2,70$  см/мин ( $v_{п}^{max} = 8,0$  см/мин)  $p_{вх}^{cp} = 0,98$  МПа,  $\Delta p_{обп}^{cp} = 0,53$  МПа,  $grad p_{обп}^{cp} = 2,53$  МПа/м,  $I_{п}^{cp} = 2,75$  см ( $I_{п}^{max} = 4,0$  см). Для пен состава № 2 максимальное значение параметра Рейнера достигается при полном насыщении образца:  $K_{ch} = 2,88 \cdot 10^4$  при  $v_{п}^{cp} = 0,26$  см/мин ( $v_{п}^{max} = 0,57$  см/мин),  $p_{вх}^{cp} = 4,82$  МПа,  $\Delta p_{обп}^{cp} = 4,82$  МПа,  $grad p_{обп}^{cp} = 22,32$  МПа/м,  $I_{п}^{cp} = 21,04$  см ( $I_{п}^{max} = 21,6$  см).

Данное различие можно объяснить влиянием природы твердой фазы дисперсионной среды пены. Следовательно, эффективность кольматации пористой среды бентонитовой глиной, содержащейся в пенах на основе ПОЖ состава № 2, выше, чем образцов песка с частицами ИГС, входящей в межплочное пространство пен, приготовленных на основе ПОЖ состава № 1.

На основе анализа информации (см. табл. 2.18 и 2.19) и структуры математической модели Максвелла (2.10) для описания исследуемых процессов в работах [15, 40, 95] предлагаются следующие формулы:

$$v_{n(1)} = \frac{A(k/m)^{1/2}}{\tau_p(PL_i - PL_0)^n}; \quad (2.15)$$

$$v_{n(2)} = \frac{B \operatorname{tg} \alpha k}{\mu} (\operatorname{grad} p_i - \operatorname{grad} p_0), \quad (2.16)$$

где  $A, B$  — коэффициенты, характеризующие условия взаимодействия пены с пористой средой горной породы;  $k, m$  — соответственно проницаемость и пористость образца песка;  $n$  — показатель степени;  $\alpha$  — угол наклона линейных участков полигональной зависимости  $v_n = f(\operatorname{grad} p)$ ;  $\mu$  — вязкость фильтруемой системы.

Формула (2.16) записывается для отдельных участков функции  $v_n = f(\operatorname{grad} p)$ ; наклон которых к оси  $\operatorname{grad} p$  увеличивается с ростом давления.

Данная закономерность описана М.Г. Алишаевым, М.Д. Розенбергом и Е.М. Теслюком в работе [96] для случая фильтрации вязкопластичных жидкостей в неоднородном слоистом пласте. В нашем случае этот эффект наблюдается при фильтрации ВУС (пены) в макрооднородной пористой среде кварцевого песка фракции 0,67–1,0 мм. Подобные эффекты отмечались в работе [13] при описании результатов исследований по фильтрации трехфазной пены, приготовленной на основе ПОЖ, подобной составу № 2, в образцах кварцевого песка различных фракций размером от 0,16 до 1,25 мм и кернах песка хадумского продуктивного горизонта Северо-Ставропольского газового месторождения (ныне ПХГ) с размером фракций от 0,015 до 0,10 мм [13].

Вязкость  $\mu_i$  фильтруемой ВУС можно выразить через вязкость системы  $\mu_0$  в стандартных условиях, скорость  $v_n$  фильтрации, время  $\tau_p$  релаксации, пористость  $m$  и проницаемость  $k$  среды по формуле, приведенной в работе [86]:

$$\mu_i = \mu_0 \left( 1 + \frac{v_n^2 t_p^2 m}{k} \right). \quad (2.17)$$

Расчеты при исходных параметрах:  $k_{cp} = 1,50 \text{ мкм}^2$ ;  $m = 0,33$ ;  $\mu_{0(1)} = 1,20 \text{ Па}\cdot\text{с}$  (для пены состава № 1) и  $\mu_{0(2)} = 3,50 \text{ Па}\cdot\text{с}$  (для пены состава № 2) показали, что вязкость пены при фильтрации в пористой среде песка увеличивается на 6–9 порядков. Такие огромные значения вязкости нереальны и формула (2.17) для пенных систем должна быть другой. Уравнение (2.16) можно использовать при условии  $\mu_i = \mu_0$  и введении поправочного коэффициента  $B$ , учитывающего изменение вязкости пены при фильтрации в пористой среде песка.

Полученные полуэмпирические зависимости  $v_n = f(PL)$  и  $v_n = f(\text{grad } p)$  рекомендуются для использования при разработке технологических параметров процесса взаимодействия трехфазных пен с пористой средой горных пород при временном блокировании поглощающего пласта, пенокислотных обработках, гидроразрывах и др.

## 2.4. ИССЛЕДОВАНИЕ НАБУХАНИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД В ПЕННОЙ СРЕДЕ И ИНГИБИРУЮЩИХ ЖИДКОСТЯХ

### 2.4.1. ВЫБОР ДИСПЕРСНОГО КОЛЛОИДООБРАЗУЮЩЕГО МАТЕРИАЛА

Исследования по выбору оптимального типа и составов ингибирующих жидкостей для бурения скважин в неустойчивых глинах велись по двум направлениям:

поиск химических реагентов, позволяющих значительно повысить ингибирующие свойства бурового раствора;

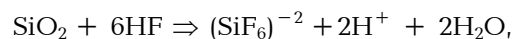
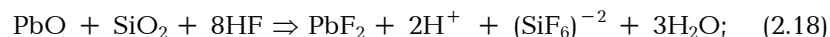
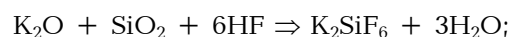
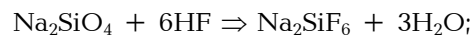
поиск безглинистого дисперсного коллоидообразующего материала, обладающего ингибирующими свойствами и не загрязняющего продуктивный пласт.

Применение традиционного бентонитового глинопорошка при бурении, в том числе с большим зенитным углом наклона ствола, показало невозможность его использования в сочетании с широким набором имеющихся и доступных химических реагентов, не обеспечивающих стабильности тиксотропных и фильтрационных параметров бурового раствора. При-

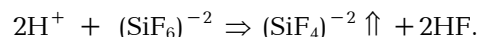
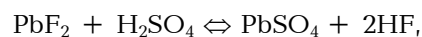
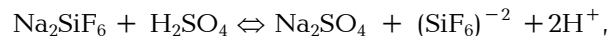
готовление бурового раствора из солестойкой палыгорскитовой глины с добавлением ингибирующих солевых составов, а также дальнейший поиск новых стабилизирующих реагентов для бентонитового бурового раствора были сопряжены с дефицитностью и высокой стоимостью материалов. Поэтому выбор состава бурового раствора следует проводить с учетом возможности использования относительно дешевых материалов, пригодных в качестве структурообразователей и ингибиторов. Такими функциями обладает соответствующий материал стекольного производства.

В технологическом процессе химической полировки посуды в растворах происходят следующие химические реакции:

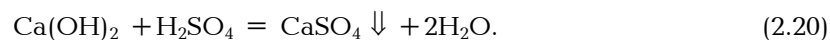
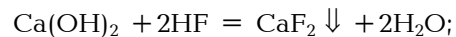
на первом этапе полирующим агентом служит HF



на втором этапе в качестве полировочного агента используется  $\text{H}_2\text{SO}_4$



В дальнейшем для конденсирования из технологического раствора дисперсной взвеси и последующего ее удаления применяется реакция нейтрализации, которая происходит в нейтрализаторах при взаимодействии кислых стоков с известковым молоком по следующим реакциям:



Из нейтрализаторов суспензия поступает в отстойники (время отстоя не менее 1 ч), где происходит выпадение в осадок слабо-растворимых и нерастворимых химических соединений. Химический состав осадка (в % (по массе)) следующий:

CaSO <sub>4</sub> .....	51,75
CaO.....	26,16
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> .....	1,78
MgO .....	1,16
CaF <sub>2</sub> .....	1,16
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> .....	0,46
PbSO <sub>4</sub> .....	0,33
Нерастворимый осадок.....	17,2

Из приведенных данных видно, что выбранный структурообразующий материал кафтор содержит около 52 % сульфата кальция и 27 % оксида кальция, которые являются основными поставщиками ионов Ca<sup>++</sup> в раствор. Компоненты, входящие в его состав, не образуют токсичных соединений в воздушной и водной средах, а также в присутствии других веществ при различных термодинамических условиях.

Таким образом, приведенные результаты химического анализа материала кафтор, подтвердили возможность его применения для обработки буровых растворов с целью повышения их ингибирующей способности.

#### 2.4.2. РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НАБУХАНИЯ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

В качестве исследуемых жидкостей применялись:

дистиллированная вода — контрольная жидкость и растворитель для других исследуемых компонентов (материалов, реагентов);

0,5%-ный водный раствор КМЦ-700;

5%-ный водный раствор бентонита с добавкой 0,5 % КМЦ-700;

водные растворы кафтора при концентрации 1, 5, 10, 15, 20, 25 с добавкой КМЦ 700;

2%-ный водный раствор CaCl<sub>2</sub>;

1%-ный водный раствор извести;

5%-ный водный раствор KCl;

0,3%-ный водный раствор DK-Drill (полимер-ингибитор);

трехфазная пена, образованная аэрацией пенообразующей жидкости, включающей 10 % кафтора, 1 % КМЦ-700; 1 % анионоактивного ПАВ (пенолифт), вода — остальное;

трехфазная пена, где в качестве твердой фазы вместо кафтора добавлялась бентонитовая глина в количестве 5 % объема ПОЖ, а в качестве анионоактивного ПАВ — сульфатнол.

В исследованиях использовались образцы глины тульского и бобриковского горизонтов Елшана-Курдюмского ПХГ, а

также для сравнения майкопская глина Северо-Ставропольского ПХГ.

Анализ результатов экспериментов (табл. 2.20) показывает, что в большинстве случаев наиболее интенсивное набухание образцов глин происходит в течение первых 60 мин их взаимодействия с жидкостями 2, 4, 7, 8, 10–13. Через сутки такого взаимодействия объем набухания достигает практически максимального значения и в последующем увеличивается незначительно.

Медленнее происходит набухание глин в среде полимерных жидкостей в растворе модифицированного бентонита.

Таблица 2.20

Изменение относительного набухания глин в различных жидкостях и трехфазной пене

Но- мер п/п	Тип раствора	Тип глины	Относительное набухание глин, %, во времени			
			1 ч	24 ч	48 ч	168 ч
1	Трехфазная пена	Тулская (Т)	0	0,7	3,8	9,5
		Бобриков- ская (Б)	0	0,3	2,5	4,9
		Майкопская (М)	0	0,4	4,3	13,6
2	Кафтор + 0,5 % КМЦ-700	Т	10,0	13,0	13,0	13,0
		Б	7,5	7,8	8,0	8,0
3	5%-ный глини- стый раствор	Т	0,2	7,4	7,5	13,3
		М	0,4	5,4	9,7	22,5
4	6 % KCl + 1,5 % PACL	Т	13,5	14,0	15,0	16,0
		Б	12,5	13,5	14,5	17,0
5	0,3%-ный рас- твор DK-Drill	Т	1,7	10,8	12,0	15,3
		М	1,5	16,3	22,4	23,8
6	0,3%-ный рас- твор КМЦ-700	Т	2,3	13,4	14,0	16,6
7	5%-ный рас- твор KCl	Т	13,2	17,7	19,0	31,0
		М	13,5	27,8	19,0	24,0
8	5 % КМЦ-700	Т	17,5	18,0	17,0–25,0	19,0–27,0
	1 % жирма	Б	17,6	18,0	26,5–34,0	30,5–38,0
9	1,0–2,5 % каф- тора	Т	4,0–7,5	15,0–17,0	17,0–25,0	19,0–27,0
		М	3,0–7,0	24,0–32,0	26,5–34,0	30,5–38,0
10	2%-ный рас- твор CaCl <sub>2</sub>	Т	21,0	23,0	30,0	53,0
		Б	19,0	22,0	28,0	42,0
11	1%-ный рас- твор Ca(OH) <sub>2</sub>	Т	19,7	23,0	23,5	24,15
		М	23	24,7	30,0	34,6
12	0,6 % ГКЖ + + 0,2 % КМЦ-700	Т	21,0	23,0	30,0	53,0
		Б	19,0	22,0	28,0	42,0
13	Дистиллиро- ванная вода	Т	22,9	33,8	30,4	34,4
		Б	20,0	27,5	29,5	32,7
		М	16,6	33,0	36,3	38,8

Минимальное набухание глины происходит в трехфазной пене. Через 60 мин глины в пене не набухают вообще, через 1 сут только на 0,5–1,0 %. Через 2 сут набухание незначительное (3,8–5,0 %). Только через 7 сут относительный объем набухания возрастает до 5,0–13,0 % в результате выделения ПОЖ из пленки пены, и набухание глины происходит при взаимодействии с выделившейся жидкой фазой.

В водных растворах кафтора набухание происходит несколько интенсивнее, чем в растворе хлористого калия. Добавка полимера в водные растворы кафтора заметно снижает набухание глины.

Увеличение концентрации кафтора в растворе не приводит к закономерному снижению набухания глин, так как количество свободных ионов  $\text{Ca}^{++}$  несущественно меняется в исследуемом диапазоне концентраций кафтора и составляет около 801,6 мг/дм<sup>3</sup>.

Результаты лабораторных исследований физико-механических свойств тульских и бобриковских глин (табл. 2.21) показывают, что по значениям пористости они отличаются почти в 2 раза. Кроме того, у тульских глин коэффициент набухания в трехфазной пене через 7 сут значительно выше, чем у бобриковских. Это свидетельствует о том, что тульские глины способны более интенсивно впитывать влагу из промывочных жидкостей и пен.

Исследования проводились в три этапа, продолжительность которых задавалась длительностью воздействия промывочной жидкости на ядерный материал. В качестве промывочной жидкости были выбраны пенные системы, обеспечивающие максимальную сохранность коллекторских свойств продуктивных отложений. Такие системы, с одной стороны, должны минимально воздействовать на набухание глинистых отложений и не кольматировать порово-трещинное пространство известняков и песчаников, с другой — обеспечивать хо-

Таблица 2.21

**Свойства ядерного материала**

Ядерный материал	Плотность, кг/м <sup>3</sup>		Пористость, %		Коэффициент набухания в пене через 7 сут, %
	минералогическая	объемная	общая	насыщения	
Тульские глины	2720	2170	20,37	20,28	9,3
	2730	2180	20,17	20,01	9,6
	2530	2250	11,12	11,09	4,9
			11,06	10,87	4,8
Бобриковские глины					

Таблица 2.22

**Результаты исследования относительного увеличения веса образцов, %**

Керновый материал	Продолжительность взаимодействия, ч	Дистиллированная вода	Пенные системы составов			
			№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
Тульские глины	24	19	14	18	16	12
	96	20	16	19	16	12
	528	22	18	20	17	12
Бобриковские глины	24	16	13	8	10	6
	144	18	14	12	11	7
	528	20	15	15	12	8

роший вынос шлама из скважины, в особенности из ее горизонтального ствола.

В ходе исследования изучался характер взаимодействия трехфазных пен, содержащих глину, тилозу и ПАВ, с пористой средой кернов тульских и бобриковских глин. В качестве ПАВ использовались  $\alpha$ -олефин, пенолифт, ТЭАС и сульфенол. В табл. 2.22 приведены результаты исследования поглощения водной массы аргиллитами, погруженными в дистиллированную воду и пенные системы, приготовленные на основе ПАВ ( $\alpha$ -олефин, пенолифт, ТЭАС, сульфенол).

Экспериментально установлено, что все имеющиеся ПАВ замедлили поглощение воды образцами и набухание глин по сравнению с дистиллированной водой. Однако наилучшие результаты получены при использовании трехфазных пен на основе сульфенола. Таким образом, в пенной среде, приготовленной на основе сульфенола, происходит минимальное набухание глинистого материала. Даже при относительно длительном времени взаимодействия образцов с пеной, приготовленной на основе сульфенола, процесс набухания глин существенно замедляется [15, 40, 97].

#### 2.4.3. ОБОСНОВАНИЕ МЕХАНИЗМА СТАБИЛИЗАЦИИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ИНГИБИРУЮЩИМИ ЖИДКОСТЯМИ

Б.О. Байдюк и Л.А. Шрейнер установили, что только давление насыщающей жидкости без физико-химического воздействия фильтрата не может привести к потере устойчивости глин на стенках скважины. Следовательно, основную роль в интенсификации процесса деформирования глин играет не исходная влажность, а насыщение фильтратом бурового раствора под действием репрессии на пласт [98]. Однако поглощение



фильтрата бурового раствора происходит не столько под действием перепада давления в системе скважина — пласт, сколько в результате физико-химического взаимодействия, развивающегося в самой глинистой породе.

Исследование взаимодействия буровых растворов с глинистыми породами дает возможность установить физико-химическую совместимость их фильтратов с глинами.

Как известно, интенсивность деформации проницаемых горных пород при их насыщении жидкостью определяется степенью свободной поверхности порового пространства с фильтратом.

Исследования, проведенные в Азербайджане под руководством М.К. Сеид-Рза, показали, что деформация (ползучесть) глин возрастает с уменьшением набухаемости. Эффективность же действия ингибирующих растворов того или иного типа, определяющих устойчивость глин разного минералогического состава, объясняется различным механизмом их действия [99].

Анализируя влияние кальциевых буровых растворов на устойчивость глинистых пород, следует отметить, что одним из основных факторов, влияющих на физико-химический процесс взаимодействия, является содержание катионов  $\text{Ca}^{++}$  в фильтрате раствора. Например, в Азербайджане при разбуривании северо-западного крыла антиклинальной складки площади Кайнарджа растворы с малым содержанием  $\text{Ca}^{++}$  ( $400\text{—}500\text{ мг/дм}^3$ ) дали положительный результат. В северо-восточном крыле не удалось стабилизировать ствол скважин даже с применением хлоркальциевых буровых растворов, содержащих больше ионов  $\text{Ca}^{++}$  ( $1000\text{—}2100\text{ мг/дм}^3$ ), а следовательно, с большими крепящими способностями.

Очевидно, что агрегативная устойчивость глин определенного типа сохраняется в контакте с правильно выбранным ингибирующим раствором. Следовательно, по мнению авторов работы [98, 100], поиск рациональной области применения химических реагентов, ПАВ, наполнителей к буровым растворам, предотвращающим деформацию глинистых пород, — первостепенная задача, требующая решения.

Деформация, вызванная ползучестью глинистых пород, существенно зависит от проникновения фильтрата бурового раствора, происходящего вследствие процессов гидратации и осмоса. При этом процессы ползучести, набухания и крепящего действия накладываются друг на друга и в целом определяют устойчивость глинистой породы на стенках скважины.

Одним из методов повышения устойчивости глинистых пород на стенках скважины является уменьшение их гидрофильности. Гидрофильность устанавливает тот уровень набухания, который достигается при определенной репрессии и зависит от механического состава, обменного комплекса и текстуры глин. Наиболее гидрофилен монтмориллонит. Гидрофильность пород снижают путем ингибирования, полного обмена и хемосорбционного модифицирования [100]. Ингибирование, устраняющее осмотическое обводнение глин, достигается также минерализацией растворов в результате добавки солей кальция и других металлов.

Влияние осмоса на процессы, происходящие в ПЗП, может быть различным в зависимости от его направления. Если осмос направлен из скважины в ПЗП, то возможны осыпи и обвалы стенок скважины, т.е. нарушение устойчивости глин, если наоборот, то изменяются показатели бурового раствора. По данным работы [98] в скважине могут возникать девять сочетаний порового и скважинного давлений, минерализации пластовых флюидов и фильтратов буровых растворов.

Наиболее оптимальными, с точки зрения повышения устойчивости стенок скважины, являются случаи, когда в системе скважина — пласт устанавливается осмотическое равновесие, либо осмос направлен из пласта в скважину. Несмотря на то, что в случае действия осмоса из ПЗП в скважину происходит изменение показателей бурового раствора, гораздо легче их поддерживать в заданных пределах, чем бороться с осложнениями ствола скважины.

Проведенные авторами совместно с сотрудниками СевКавНИПИгаза исследования взаимодействия жидкости на основе кафтора с образцами глинистых пород показали следующее:

концентрации кафтора от 1,0 до 25 % не приводит к закономерному изменению набухаемости глин;

вариация значений относительного набухания через 7 сут взаимодействия в пределах 19,0—27,0 % для тульских и 30,5—38,0 % для бобриковских глин, отобранных из разных скважин и глубин, вызвана естественным изменением их свойств в исследуемых пределах. Кроме того, эти значения относительного набухания сопоставимы с таковыми, полученными при взаимодействии глин с 5%-ным водным раствором KCl, и ниже значений, полученных при их взаимодействии с растворами  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ; добавка 0,5 % КМЦ в водный раствор кафтора существенно снижает набухание через 2 сут и более.

Таким образом, проведенные исследования доказывают возможность применения кафтора в качестве ингибирующей добавки для обработки буровых растворов.

#### **2.4.4. РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ И РЕЦЕПТУР БУРОВОГО РАСТВОРА И ПЕНООБРАЗУЮЩЕЙ ЖИДКОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КАФТОРА**

Сопутствующие (побочные) материалы основных производств (промышленного или сельскохозяйственного) обычно накапливаются в виде остатков сырья или части его компонентов, не использованных в основном технологическом процессе, которые нерационально или невозможно перерабатывать для получения полезного продукта.

Накапливаясь на предприятиях, эти побочные материалы (ПМ) создают серьезную проблему, связанную с их уничтожением или захоронением. Попадая на дневную поверхность (в атмосферу, водоемы, на земельные угодья), ПМ нарушают экологию. Поэтому утилизировать ПМ в других технологических процессах очень эффективно и целесообразно, так как отходы значительно дешевле готового продукта, более доступны с точки зрения приобретения и доставки, а также частично решается проблема их захоронения.

В нашей стране накоплен положительный опыт использования отходов производства для обработки буровых растворов, в том числе и для повышения их ингибирующих свойств.

Однако, как подчеркивают О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков, путем произвольной добавки одного реагента к другому даже при интенсивном перемешивании далеко не всегда удастся получить структурированную дисперсную систему, которую можно использовать в качестве основы для бурового раствора [100]. Согласно классификации, разработанной авторами работы [100], буровыми предприятиями могут быть использованы до 830 соединений, полученных из товарных солей и ПМ. Необходимо заметить, что только 33 соединения, в том числе  $\text{CaSiF}_6$  и  $\text{CaCrO}_4$ , растворимы в воде, 10 соединений, в том числе  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{Ca}_2\text{S}$  труднорастворимы в воде (около 0,1 – 0,5 %), 29 соединений, в том числе  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSiO}_3$ ,  $\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$ , нерастворимы в воде, но растворяются в кислотах, остальные 11, в том числе  $\text{CaF}_2$ , являются нерастворимыми твердыми веществами.

Анализ химического состава кафтора (отхода стекольной промышленности) показывает, что в нем содержится около

Таблица 2.23

## Составы и рецептуры ингибирующих буровых растворов

Но- мер п/п	Тип раствора	Рецептура		Предел термос- тойко- сти, °С	Содержание ионов $\text{Ca}^{++}$ , мг/дм <sup>3</sup>
		Компонентный состав	Расход ком- понентов, кг/м <sup>3</sup>		
1	Известковый	Бентонит ФХЛС NaOH $\text{Ca}(\text{OH})_2$ КМЦ-600 Вода	80 – 100 15 – 20 5 – 7 3,5 – 5 3 – 5 Остальное	110	200 – 300
2	Хлоркальцие- вый	Бентонит КССБ КМЦ-600 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ $\text{CaCl}_2$ Вода	100 – 120 25 – 30 10 – 20 2 – 5 5 – 6,5 Остальное	100	2000 – 2500
3	Хлоркалиевый	Бентонит КССБ КМЦ-600 KOH KCl Вода	50 – 80 30 – 50 3 – 5 3 – 6 30 – 50 Остальное	160	30 – 50 г/дм <sup>3</sup> (общая ми- нерализация)
4	Гипсоизвест- ковый	Бентонит ФХЛС $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ КМЦ-600 NaOH $\text{Ca}(\text{OH})_2$ Вода	80 – 100 20 – 30 15 – 20 3 – 5 3 – 5 1 – 3 Остальное	160	1200 – 1500
5	Гидрогельмаг- ниевый	MgCl $\text{Ca}(\text{OH})_2$ КМЦ-600 Вода	200 – 250 18 – 20 20 – 30 Остальное	110	300 г/дм <sup>3</sup> (общая ми- нерализация)
6	Модифициро- ванный гипсо- известковый	Бентонит ФХЛС Кафтор КМЦ-600 NaOH Вода	30 20 50 – 200 305 3 – 5 Остальное	160	801,6
7	Пенообразую- щий модифи- цированный гипсоизвестко- вый	Бентонит Кафтор ПАВ (пено- лифт, сульфо- нол) КМЦ-600 Вода	30 30 – 50 6 – 10 5 – 20 Остальное	160	801,6

52 % гипса ( $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ), 27 % оксида кальция  $\text{CaO}$  (негашеная известь) и 3,4 % оксидов алюминия (1,78 %), магния (1,16 %) и железа (0,46 %), которые нерастворимы в воде, но растворимы в кислотах. Таким образом, используя кафтор, как ПМ для обработки бурового раствора, фактически получаем гипсоизвестковый раствор модифицированного типа [101, 102].

Преимущество раствора разработанной рецептуры (табл. 2.23) заключается в том, что в результате взаимодействия его с исследуемыми глинами концентрация ионов  $\text{Ca}^{++}$  возрастает от 801,6 до 1002–1202,4 мг/дм<sup>3</sup>. Это свидетельствует о том, что осмотический процесс направлен из пласта в скважину при сравнительно невысоком значении изотонического коэффициента:  $K_{\text{иср}} = 1,31$ .

По данным [101, 102], используемые для обработки буровых ингибирующих растворов хлориды железа, алюминия, магния, кальция, натрия и калия имеют более высокие значения изотонического коэффициента ( $1,83 \leq K_i \leq 4,76$ ), показывающего, во сколько раз увеличивается количество осмотически активных частиц в растворе вследствие диссоциации электролита.

Кроме того, первоначальная концентрация ионов  $\text{Ca}^{++}$  при обработке бурового раствора добавкой кафтора существенно не изменяется от его содержания в растворе. В то же время, для перечисленных выше хлоридов содержание ионов металлов в растворе увеличивается с ростом концентрации соли, что затрудняет процесс регулирования устойчивости глинистых пород на стенке скважины в процессе бурения.

Разработанные новые составы и рецептуры бурового раствора и пенообразующей жидкости с использованием ПМ стекольной промышленности — кафтора рекомендуются для проводки сильно искривленных и горизонтальных стволов скважин в неустойчивых глинистых породах, песчаниках и низкопроницаемых известняках.