



Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования  
«Самарский государственный технический  
университет»

КАФЕДРА: «Бурение нефтяных и газовых скважин»

**«Реконструкция и восстановление скважин»**

(2 – е издание, дополненное и переработанное)

Методические указания к лабораторным работам

САМАРА 2020

**УДК 622.2(07)**

**В 751**

Печатается по решению методического совета кафедры

Составитель: Воробьев С.В., Мозговой Г.С., Милькова С.Ю.

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ** к проведению лабораторных работ по дисциплине «Реконструкция и восстановление скважин» (2 –е издание, дополненное и переработанное).

Воробьев С.В., Мозговой Г.С., Милькова С.Ю. - Самара, Самарский государственный технический университет, 2020 г, 42 стр.

Даны методические указания по выполнению лабораторных работ по дисциплине «Реконструкция и восстановление скважин». Методические указания рассчитаны на студентов, обучающихся по направлению 21.01.03 «Нефтегазовое дело», профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин».

**УДК 622.2(07)**

**В 751**

<b>СОДЕРЖАНИЕ</b>			
1.	Лабораторная работа № 1 «Композиции, применяемые при водоизоляционных работах»	4	стр.
2.	Лабораторная работа № 2 «Определение параметров нефцецементного раствора»	15	стр.
3.	Лабораторная работа № 3 «Определение параметров эмульсионного раствора»	20	стр.
4.	Лабораторная работа № 4 «Определение технологических параметров работы струйного насоса»	26	стр.
5.	Лабораторная работа № 5 «Молекулярно-поверхностные явления»	29	стр.
6.	Лабораторная работа № 6 «Оценка устойчивости пен»	34	стр.
7.	Библиографический список	40	стр.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

### **Композиции, применяемые при водоизоляционных работах**

**Цель работы:** Отработать методику составления композиций, применяемых при водоизоляционных работах.

Изоляционные работы, проводимые при восстановлении скважин, преследуют разнообразные цели. Первое, основное их назначение, исправление не герметичности цементного кольца с целью изоляции посторонней воды, поступающей к фильтру из нижележащих или вышележащих пластов. Второе назначение состоит в том, чтобы устранить дефекты в эксплуатационной колонне, которые обуславливают не только поступление воды в ствол, но и могут явиться причиной нарушения нормальной эксплуатации скважины. Третье назначение изоляционных работ - изоляция существующего фильтра скважины при возврате скважины на вышележащий или нижележащий пласт. В общем, ремонтно-изоляционные работы проводят с целью изоляции верхних вод, нижних вод, поступающих через цементный стакан и по заколонному пространству, подошвенных и контурных вод, поступающих по наиболее проницаемым интервалам и трещинам пласта. Они обеспечивают оптимальные условия работы продуктивного пласта, для достижения запланированной (максимальной) выборки запасов нефти.

Основные требования, предъявляемые к тампонажным материалам при ремонтно-изоляционных работах.

- тампонажный раствор должен обладать достаточными для проведения работ временем загустевания и сроками схватывания;
- тампонажный раствор должен обладать определенной водоудерживающей способностью и не расслаиваться в состоянии покоя на жидкую и твердую фазы;
- обладать низкой водоотдачей, которая позволяет: уменьшить загрязнение породы фильтратом раствора; регулировать время затвердевания раствора; предотвратить чрезмерную усадку (уменьшение в объеме) тампонажного камня при схватывании раствора, т.е. более полно заполнить пространство тампонажным материалом;
- прочность затвердевшего тампонажного камня основной показатель для установки цементных мостов. Он должен иметь прочность, выдерживающую разгрузку бурильного инструмента или НКТ с усилием при проверке качества моста. Прочность цементного камня характеризуется временным сопротивлением сжатию, изгибу и растяжению. В скважине в цементном кольце в основном возникают напряжения от изгибающих и сжимающих нагрузок;
- создаваемый цементный камень должен быть коррозионно-устойчивым в агрессивных пластовых средах (высокоминерализованных, сероводородных);
- тампонажные материалы должны иметь короткий срок между

началом загустевания и проявлением несущей способности у затвердевшего раствора;

- иметь регулируемые сроки схватывания.

Большинство месторождений нефти характеризуется слоистой неоднородностью, вследствие чего происходит преждевременное обводнение скважин из-за прорывов вод по высокопроницаемым пропласткам. Для борьбы с обводнением добывающих скважин используют технологии селективной изоляции, основанные на применении изоляционных материалов и реагентов, избирательно закупоривающих только водонасыщенные поры пород коллекторов в результате химических и физико-химических процессов при сохранении проницаемости нефтенасыщенных пор.

Разработке водоизолирующих материалов для селективных методов посвящено большое количество научных трудов [1,2,3]. Однако в настоящее время нет общепризнанной научно обоснованной оценки областей и условий применения методов селективной изоляции водопритоков и методики выбора изолирующих материалов.

В работе [4] выделяют следующие основные физико-химические процессы, приводящие при определённых условиях к образованию тампонажного материала:

- различная растворимость закупоривающего материала в воде и нефти;
- образование осадка в результате химической обменной реакции с солями пластовых вод;

- образование осадка при контакте с изолируемой водой;
- коагуляция и флокуляция при смешении с пластовой водой;
- высаливание полимеров;
- обращение эмульсий при контакте с пластовой водой;
- снижение растворимости материала при изменении рН среды;
- набухание материала в воде;
- образование закупоривающей структуры в результате реакции конденсации или полимеризации в присутствии воды;
- способность изменения характера смачиваемости скелета коллектора или гидрофобизация поверхности горной породы;
- способность пены препятствовать фильтрации воды и разрушаться при контакте с нефтью;
- особые свойства нефтяных эмульсий или эмульсий на основе ароматических углеводородов;
- адсорбционная способность полимеров;
- образование закупоривающей структуры в результате реакции конденсации или полимеризации в присутствии воды;
- механическое закупоривание фильтрационных каналов водонасыщенной части пласта.

Методы применения селективных материалов можно разделить на III группы.

I группа. Методы, основанные на закачке в пласт органических полимерных материалов.

Наиболее изученными являются методы, основанные на

использовании водорастворимых полимеров акрилового ряда (гипан, ПАА).

Осадкообразующие водоизолирующие композиции на основе гидролизованного полиакрилонитрила (гипана). Эффект ограничения водопритока достигается за счет блокирования путей притока воды тампонирующей массой образующейся при взаимодействии гипана с минерализованной пластовой водой содержащей ионы поливалентных металлов. При тампонировании используется свойство гипана взаимодействовать с катионами кальция, при котором образуется эластичная, прочная, резиноподобная масса, устойчивая против физических (давление, температура) и химических (пластовые воды, газы, нефть) воздействий в течение нескольких часов пока она не затвердеет. В качестве катионов кальция обычно используется концентрированный водный раствор  $\text{CaCl}_2$ .

Применение гидролизованного полиакриламида (ПАА), основанно на адсорбционной активности полимеров, которые за счет адсорбции на скелете породы и особых реологических свойств оказывают сопротивление фильтрации воды, не снижая существенно фазовую проницаемость породы для нефти. Аналогичными свойствами обладают метилольные производные ПАА, гипаноформальдегидная смесь, полиакриловые и полиметакриловые кислоты, полиоксиэтилен. Эффективность их использования снижается с ростом минерализации пластовой воды и проницаемости горной породы. Рекомендовано закачивать ПАА совместно и отдельно с катионами поли-



валентных металлов, сшивающих гидролизованые макромолекулы ПАА с образованием геля в пластовых условиях. Использование гипана и ПАА ограничивается трудностями при приготовлении растворов, особенно в зимний период.

II группа. Методы, основанные на применении неорганических водогазоизолирующих составов.

В последние годы создано несколько водоизолирующих составов на основе силикатов щелочных металлов, в частности жидкого стекла ( $R_2O \cdot nSiO_2$ ), где R означает калий или натрий.

Особенностью силикатов щелочных металлов является способность их взаимодействовать с ионами поливалентных металлов и другими коагулирующими агентами и образовывать гелеобразные системы или твердый тампонирующий материал. Эффект ограничения водопритока достигается за счет тампонирования путей притока воды гелем или тампонирующей массой образующейся при взаимодействии жидкого стекла с пластовыми водами или специально используемым структурообразователем.

Составы на основе жидкого стекла можно применять в коллекторах любой, в том числе и низкой проницаемости, поскольку последние закачиваются в пласт в виде маловязких растворов, а образование тампонирующего материала происходит непосредственно в пласте. При давлениях 0,1 - 3 МПа оно в течение длительного времени сохраняет свои свойства при температурах до 200<sup>0</sup>С. При таких условиях жидкое стекло практически не вступает в

химическое взаимодействие с породами пласта, однако обладает хорошей адгезией к ним.

Жидкое стекло (силикат натрия  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ), получаемое из силикат-глыбы обработкой паром в автоклавах, является неорганическим полимером. Модуль жидкого стекла регулируется щелочью и не превышает 2,8-3,0; концентрация водорастворимых силикатов 50%, плотность 1280-1400 кг/м<sup>3</sup>. В буровой практике жидкое стекло применяется в качестве структурообразователя, крепящей добавки и ингибитора в буровых растворах и ускорителя схватывания тампонажной смеси.

III группа. Метод основан на закачке элементоорганических соединений.

На основе кремнийорганических соединений (КОС) разработано большое число водоизолирующих материалов и композиций. Они претерпели изменения от моментально отверждающихся хлорсиланов с уменьшенным содержанием активного хлора на основе кремнийорганических эфиров (продукт 119204) до водонаполненных композиций (АКОР4, АКОР Б4, ВТС, ВТОКС, АКОР БН4).

Водоизолирующие составы на основе алкоксипроизводных КОС можно разделить на две основные группы. Первая группа включает олигомерные органоалкокси (хлор) силоксаны и композиции на их основе это продукт 119204, ВТС2. Вторая группа составы на основе алкиловых эфиров ортокремниевой кислоты, в частности, на основе тетраэтоксилана и продуктов его частичной конденсации

(этилсиликатов) к ним относятся АКОР, продукт 119296, ВТС1, ВТОКС.

Водоизолирующие составы АКОР применяются: для выполнения ремонтно-изоляционных работ в нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах, а также в подземных газовых хранилищах; для крепления грунта и гидроизоляции.

Тампонажные материалы, применяемые для ликвидации зон поглощений.

В промышленной практике широко используются три технологические схемы ликвидации поглощений:

- закачивание в зоны ухода бурового раствора тампонажных смесей;
- намыв в эти зоны инертных наполнителей;
- намыв наполнителей с последующим закачиванием тампонажных смесей.

Выбор способа ликвидации поглощения, типа материалов и их количество осуществляют на основании характеристик поглощающего пласта – интенсивности поглощения, глубины расположения и толщины пласта, направления и интенсивности перетоков по стволу, размеру и формы трещин.

Тампонажные смеси подбирают по структурномеханическим реологическим показателям, основные из которых: подвижность, сроки схватывания, время загустевания, водоудерживающая способность, плотность и прочность.

Для изоляции зон поглощений используют смеси на основе

вяжущих веществ, полимеров и на глинистой основе.

### Быстросхватывающиеся смеси (БСС)

Готовятся на основе портландцементов введением в цементные растворы ускорителей схватывания хлорида кальция  $\text{CaCl}_2$ , кальцинированной соды  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , углекислого калия  $\text{K}_2\text{CO}_3$  (поташ), хлорида алюминия  $\text{AlCl}_3$ , хлорида натрия  $\text{NaCl}$ , фтористого натрия  $\text{NaF}$ , каустической соды  $\text{NaOH}$ , жидкого стекла  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ , сернокислого глинозема  $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$  и др.

При приготовления БСС на основе тампонажного портландцемента ускорители схватывания вводят в воду затворения или в затворенный цементный раствор. Порошкообразный ускоритель можно смешивать с сухим тампонажным цементом. Количество вводимого ускорителя колеблется в пределах от 2-10%. БСС обычно применяют в скважинах с температурой 50-70<sup>0</sup>С

### Гипсовые растворы

Для изоляции пластов с температурой 25 - 35<sup>0</sup>С применяют смеси на основе высокопрочного строительного или водостойкого гипса с добавлением замедлителя схватывания. Так как свойства гипса заметно меняются во времени, необходимо перед проведением изоляционных работ выполнять анализ с целью корректировки сроков схватывания смесей. В качестве замедлителей сроков схватывания используют триполифосфат натрия (ТПФН), тринатрийфосфат, КМЦ, ССБ и др.

Особенность гипсовых растворов высокая скорость

структурообразования, причем они сохраняют это свойство при значительном содержании воды. Снижение скорости структурообразования и нарушение прочности структуры происходят только при содержании воды более 160% от массы сухого гипса.

#### Гипсоцементные смеси

Наличие минералов цементного клинкера способствует наращиванию прочности гипсоцементного камня при твердении в водных условиях, что выгодно отличает гипсоцементные смеси от гипсовых растворов.

Гипсоцементные растворы приготавливают смешиванием гипса и тампонажного цемента в сухом виде с последующим затворением полученной смеси на растворе замедлителя или смешиванием раствора гипса, затворенного на растворе замедлителя, и раствора тампонажного цемента.

Так как гипсоцементные растворы обладают коротким периодом перехода от тиксотропной коагуляционной структуры к прочной конденсационнокристаллизационной, они могут быть рекомендованы для перекрытия крупнокавернозных и сильнотрещиноватых поглощающих участков ствола скважины

#### Нефтецементные растворы

Особенное место среди тампонажных растворов занимают нефтецементные, состоящие из цемента и нефти или дизельного топлива. Основные преимущества этих растворов несхватываемость при отсутствии воды и высокая прочность камня вследствие

взаимодействия с незначительным количеством воды (20-25%). В процессе проникновения в водопроводящие каналы раствор быстро густеет и, выделяя нефть (или другую основу дизельное топливо, керосин и т.д.), вступает в взаимодействие с водой, создавая прочный камень.

Нефтецементные растворы (без воды) не схватываются при температурах выше  $200^{\circ}\text{C}$  и давлении 70 МПа. Однако замещение 20% нефтепродукта водой приводит к тому, что растворы быстро густеют уже при температуре  $120^{\circ}\text{C}$  и давлении 30 МПа и схватываются в течение 20 - 30 мин. [13]

### **Порядок выполнения работы**

1. Налить в стеклянный стакан объемом 50 мл, 30 мл гипана.
2. Добавить к гипану 5мл хлорида кальция. Размешать, посмотреть на образовавшийся тампонирующий материал, описать его свойства.
3. Рассмотреть образец полиакриламида, описать его, растворить в воде.
4. Налить в 4 стеклянных стакана объемом 50 мл, по 30 мл жидкого стекла.
5. Добавить к жидкому стеклу по 5 мл хлорида аммония, борной кислоты, лимонной кислоты и соляной кислоты в каждый стаканчик отдельно. Отметить время образования тампонирующего материала. Сделать сравнительную характеристику.
6. Взвесить 100 г цемента и приготовить цементное тесто с

водоцементным отношением 0,5.

7. Приготовить цементное тесто, содержащее 20% гипса.

8. Приготовить цементное тесто, но затворить его на нефти. Через 5 минут добавить 25% воды.

9. Описать происходящее, сравнить и сделать выводы.

### **Контрольные вопросы**

1. Для чего проводятся ремонтно-изоляционные работы?

2. Какими свойствами должен обладать тампонажный материал?

3. Какие методы называются селективными?

4. Дать характеристику тампонажным материалам на основе водорастворимых полимеров?

5. Дать характеристику тампонажным материалам на основе жидкого стекла?

## **ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2**

### **Определение параметров нефцементного раствора**

**Цель работы:** провести исследование параметров нефцементных растворов и сравнить их характеристики с параметрами обычных тампонажных материалов.

#### **1.1. Определение плотности нефцементного раствора**

Плотность тампонажного раствора можно определить, используя любой прибор, позволяющий производить измерение с точностью до  $0,01 \text{ г/см}^3$ . Такими приборами являются рычажные весы фирм «OF-

FITE», «FANN» и др. Наилучшими эксплуатационными характеристиками обладают рычажные весы, которые обеспечивают достаточную точность измерений и надежны в работе в сложных полевых условиях независимо от колебаний температуры. Рычажные весы позволяют определять плотность в диапазоне  $0,9-2,4\text{г/см}^3$ .



Рисунок 1 - Рычажные весы фирмы «OFFITE»

Комплектность:

1. Основание, нержавеющая сталь
2. Опорная призма
3. Груз ползунок
4. Калибровочный груз
5. Окно для пузырькового уровня
6. Пузырьковый уровень
7. Стакан, крышка, нержавеющая сталь
8. Патрон для калибровочного грузила
9. Транспортировочный кейс, пластик

### **Порядок выполнения работы**

Принцип работы основан на уравнивании моментов левой и правой сторон подвижной части рычажных весов относительно опоры на призме.



Для определения плотности отвешивают  $300 \pm 0,5$  г цементного порошка, высыпают его в чашу, в которую добавляют  $150 \pm 0,5$  г нефти. Массу энергично перемешивают специальной лопаточкой вручную или на мешалке для перемешивания цементного теста со скоростью вращения лопастного устройства  $1500 \pm 100$  об/мин в течение трех минут.

Заливают раствор в стакан до верхней кромки и закрывают крышкой. Излишки раствора, вытекшие через специальное отверстие, удаляют. Закрыв это отверстие пальцем, обмывают или обтирают стакан снаружи. Устанавливают опору весов на призму и, двигая бегунок по градуированному коромыслу, добиваются уравновешивания стакана и коромысла. Слева от бегунка прочитывают показания плотности тампонажного раствора. Записывают результат с точностью до ближайшего деления в  $\text{г/см}^3$  или  $\text{кг/м}^3$ . После замера снимают крышку и выливают раствор из стакана, промывают стакан и крышку водой, протирают насухо. Для получения точного результата крайне важно, чтобы все детали были чистыми.

### Калибровка

Весы для измерения плотности тампонажного раствора следует часто калибровать пресной водой. Пресная вода при температуре  $21^\circ\text{C}$  имеет плотность  $1,00 \text{ г/см}^3$ . Для получения такого результата на пресной воде добавьте или убавьте свинцовую дробь из конца коромысла или отрегулируйте установленный там винт.

## 1.2. Определение растекаемости нефтцементного раствора

Растекаемость нефтецементного раствора косвенно характеризует прокачиваемость раствора поршневыми насосами.

Растекаемость нефтецементного раствора определяют с помощью конуса АЗНИИ (рис. 2). Он состоит из собственно конуса 1 и шкалы 5, укрепленной на основании 2, которое выполнено в виде диска со сниженным буртом. В центре диска утоплен и укреплен круглый жидкостный уровень. Для регулирования горизонтального положения плоскости шкалы по уровню предусмотрены одна неподвижная 4 и две регулируемые ножки 6 с контргайками 3, расположенные под углом  $120^\circ$ .

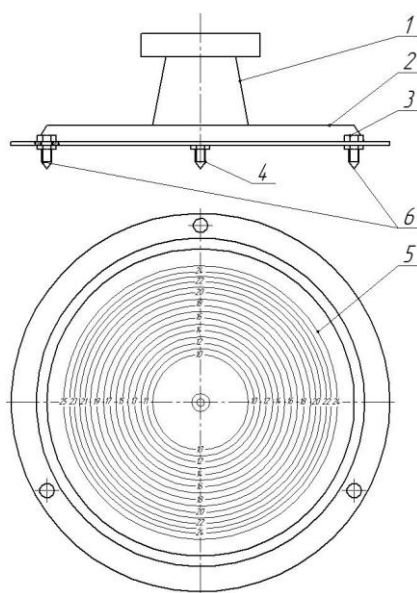


Рис. 2 Конус АЗНИИ

На поверхности диска четырьмя винтами укреплена шкала из стекла с гравированными кольцевыми рисками (с оцифровкой) диаметром от 80 до 250 мм, нанесенными через 5 мм. Каждая кольцевая риска оцифрована. Для центричного расположения конуса на шкале имеется кольцевая риска диаметром 72 мм. При измерении

шкалу покрывают стеклянным диском диаметром 250 мм. Растекаемость нефцецементного раствора можно определить и одним конусом без остальной аппаратуры. В этом случае конус помещают на горизонтально установленное стекло, под которое подкладывают бумагу с начерченными на ней концентрическими кругами, отстоящими один от другого на расстоянии 5 мм. Диаметр наибольшего круга 250мм, наименьшего – 80 мм. Конус устанавливают в центре бумаги на специально вычерченном круге, диаметр которого равен нижнему диаметру конуса, т.е. 72 мм. [13]

### **Порядок выполнения работы**

Для определения растекаемости отвешивают  $300 \pm 0,5$ г цементного порошка, высыпают его в чашу, в которую добавляют  $150 \pm 0,5$ г нефти. Массу энергично перемешивают специальной лопаточкой вручную или на мешалке для перемешивания цементного теста со скоростью вращения лопастного устройства  $1500 \pm 100$  мин<sup>-1</sup> в течение трех минут. Готовую массу заливают в установленный соосно с рисками конус до краев, затем резко поднимают конус. Величина растекаемости рассчитывается путем отсчета по шкале диаметра расплыва в четырех направлениях, соответствующих наибольшему и наименьшему его диаметру. Из этих двух значений находят среднее. Внутренняя поверхность конуса и поверхность стекла должны быть чистыми и влажными.

### **Контрольные вопросы**

1. Как приготовить нефцецементный раствор?
2. Охарактеризовать свойства нефцецементного раствора?
3. Как определить плотность нефцецементного раствора?
4. Как определить растекаемость нефцецементного раствора?

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

### **Определение параметров эмульсионного раствора**

Цель работы: изучить принцип эмульгирования жидкостей и параметры эмульсионных растворов.

Механизм гидроизоляции с помощью эмульсионных систем заключается с одной стороны в повышении вязкости закачиваемого в пласт концентрата эмульсии, с другой стороны - снижением фазовой проницаемости по воде при ее фильтрации через гидрофобизированную эмульсией ранее гидрофильную часть высокопроницаемого пласта.

Данные составы обладают высокой селективностью, так как полностью разрушаются и размываются по пласту при смешивании в пластовых условиях с нефтью, что приводит к интенсификации добычи из нефтенасыщенных пропластков пониженной проницаемости и снижению обводненности промытых зон пласта.

Для различных геолого-физических условий разработки нефтяных месторождений разработаны эмульсионные составы с использованием следующих основных компонентов: углеводородная дисперсионная среда, водная дисперсная фаза, твердая дисперсная фаза, по-

верхностно-активные вещества, регуляторы вязкости и термостабилизаторы.

В качестве дисперсионной среды можно использовать различные алифатические и ароматические углеводороды, в частности, стабильный бензин, газовый конденсат, гексановую фракцию, дизельное топливо, нефрас, их смеси, а также сырую нефть.

Дисперсная фаза может быть представлена морской, пластовой водой, а также водными растворами хлористого кальция, магния, натрия, нитратов кальция и т.д.

Использование пресной воды без добавления электролитов недопустимо.

В качестве ПАВ могут применяться любые, выпускаемые промышленностью эмульгаторы, например, модификации нефтехима, нефтенола (эмульгатор), тарина, ЭСС-2, эмульта и др.

В качестве термостабилизаторов и регуляторов вязкости эмульсионных систем могут использоваться водноспиртовые растворы этилсиликоната натрия, бентонитовая глина, жидкое стекло, водорастворимые полимеры различных марок.

Рецептуры эмульсий отличаются друг от друга номенклатурой используемых ПАВ, дисперсионной среды, марками используемых стабилизаторов и регуляторов вязкости, химическим составом используемого растворителя (вод), их соотношением компонентов. И должны отвечать следующим основным требованиям:

1. иметь высокую кинетическую и агрегативную устойчивость;

2. иметь регулируемую вязкость;
3. быть термостабильны.

### 2.1. Определение условной вязкости

Для определения условной вязкости приготовленную эмульсию в объеме 200 мл заливают в буровую воронку и определяют время истечения. Определение условной вязкости обратной эмульсии включает следующие операции:

- в мерную воронку (при закрытом канале истечения) налить эмульсию объемом 200 мл;
- открыть канал истечения и одновременно включить секундомер;
- определить время истечения эмульсии из мерной воронки;

Основные правила, которыми следует руководствоваться при определении условной вязкости:

- объём отбираемых проб во всех опытах должен быть один и тот же (200 мл);
- отбираемые пробы не должны содержать в себе твердых, полутвердых (пастообразных) частиц, способных привести к частичной или полной закупорке калиброванного отверстия. Это легко определяется по эффекту "прерывистой струи".

### 2.2. Определение кинетической и агрегативной устойчивости

Кинетическую устойчивость любых дисперсных систем, в том числе обратных эмульсий, определяют по скорости расслоения (оседания или всплытия) дисперсной фазы в дисперсионной среде. При

этом размеры частиц дисперсной фазы, зависящие только от их агрегативной устойчивости (склонности противостоять процессам укрупнения (флокуляции) для частиц твердой фазы и слияния (коалесценции) для глобул жидкой фазы) могут и не изменяться.

Кинетическая устойчивость разбавленных (содержание дисперсной фазы менее 1 % объём.) дисперсных систем описывается известным уравнением Стокса. Однако данное уравнение не применимо к концентрированным дисперсным системам, к которым в данном случае относятся эмульсионные составы с содержанием водной фазы в пределах 40 ~ 70 % (объём.). В то же время, экспериментально установлено, что скорость стесненного оседания дисперсной фазы (глобул воды) из концентрированной обратной эмульсии зависит от изменения концентрации дисперсной фазы и размеров глобул воды. А именно, чем больше концентрация водной фазы в агрегативно-устойчивой обратной эмульсии, тем выше её кинетическая устойчивость и тем медленнее происходит процесс стесненного оседания дисперсной фазы. При одной и той же концентрации дисперсной фазы с повышением степени диспергирования глобул воды, кинетическая устойчивость агрегативно-устойчивых обратных эмульсий возрастает.

Агрегативная устойчивость эмульсий легко прослеживается по выделению определенного объёма воды из общего объёма осевшей дисперсной фазы.

Учитывая вышеизложенное, в первом приближении величину аг-

регативной устойчивости ( $A_y$ , % объём.) приготавливаемой обратной эмульсии определяют по формуле:

$$A_y = [(V_a - V_b)/V_a] \cdot 100 \% \quad (1)$$

где  $V_a$  - расчетное содержание дисперсной фазы в объёме анализируемой пробы обратной эмульсии, мл;

$V_b$  - фактическое выделение дисперсной фазы при разном времени отстаивания анализируемой пробы обратной эмульсии при температуре 20 °С, мл

Величину  $A_y$  принимают за обобщающую технологическую характеристику приготавливаемой обратной эмульсии. Чем она выше, тем дольше при отстаивании не снижается значение  $K_y$  и тем выше качество приготавливаемой эмульсии. В процессе отстаивания отобранных проб периодически через каждые 10 минут производят определение объёма в мл, отделившейся на дне цилиндра воды.

### 2.3. Определение термостабильности

В стеклянную пробирку наливают 25 см<sup>3</sup> эмульсии, закрывают пробкой и помещают в термостат, нагретый до 80°С. Эмульсия считается термостойкой, если в течение 2 часов не наблюдается ее разрушения. [13]

### **Порядок выполнения работы**

Для приготовления эмульсионных составов используется высоковязкая нефть и раствор хлористого кальция  $CaCl_2$ . Объем каждого эмульсионного состава берется по 200 мл. Эмульгирование проводить с помощью электромешалки в течении 10 минут при 500, 1000



оборотов в минуту. После каждого эмульгирования проводить исследование параметров эмульсионного раствора.

Полученные результаты отстаивания проб заносят в таблицу 1.

### Результаты по отстаиванию отобранных проб

Таблица 1

Количество оборотов в минуту	Объём выделившихся фаз, мл.						Расчетные данные		
	10 мин		20 мин		30 мин		K <sub>y</sub> , %		
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	10 мин	20 мин	30 мин
500									
1000									

Результаты лабораторных исследований заносят в таблицу 2

Таблица 2

Дисперсная среда			Дисперсная фаза			Количество оборотов в минуту	Свойства эмульсии			
наименование	плотность, кг/м <sup>3</sup>	концентрация, %	наименование	плотность, кг/м <sup>3</sup>	концентрация, %		ρ, кг/м <sup>3</sup>	A <sub>y</sub> , %	Условная вязкость	Термостабильность
						500				
						1000				

### Контрольные вопросы

1. Что такое эмульсия?
2. Какие виды эмульсий бывают?
3. Какими свойствами должны обладать эмульсии?
4. Как рассчитать агрегативную устойчивость обратной эмульсии?
5. Как определяется условная вязкость эмульсии?
6. Как определить термостабильность эмульсии?

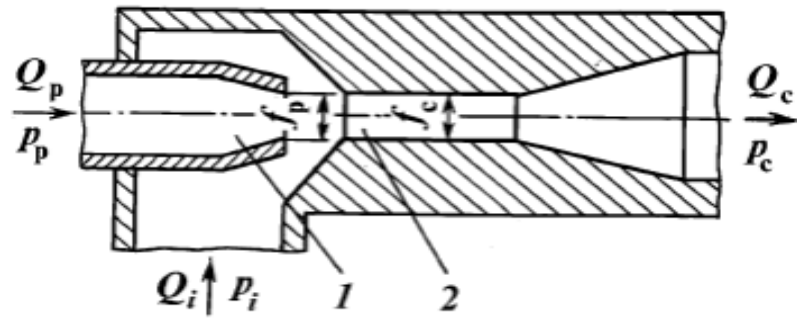
## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

### **Определение технологических параметров работы струйного насоса**

**Цель работы:** изучить принцип работы струйного насоса и определить технологические параметры работы.

Струйный насос предназначен для физико-химического и физико-механического воздействия на пласт и гидродинамических исследований пластов с пластовым давлением ниже гидростатического, очистки околоствольной зоны в процессе вызова притока и освоения скважин.

Насос представляет собой эжекторное устройство для откачки жидкости из пласта. Принцип работы насоса основан на подсосе жидкости из подпакерной зоны скважины в поток рабочей жидкости, перетекающий с высокой скоростью из НКТ через сопло в камеру смешения, диффузор и затем в затрубное пространство скважины. Основные элементы струйного аппарата (рис. 2) сопло 1 (рабочая камера) и приемная камера с диффузором 2.

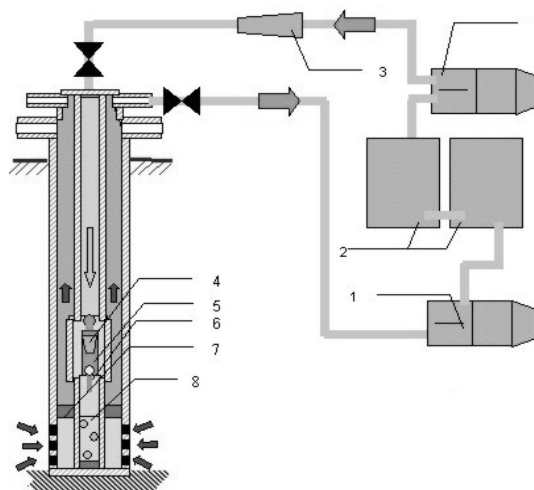


Р и с .3 Элемент струйного насоса

Конструкция струйного насоса позволяет:

- производить снижение гидростатического давления и создавать требуемую депрессию на пласт;
- оперативно оценивать характер притока из пласта и степень очистки околоствольной зоны в процессе проведения работ;
- сочетать гидродинамическое воздействие с обработкой пласта химическими реагентами и гидродинамическими исследованиями скважины.

Схема применения струйных насосов приведена на рис. 4.



Р и с .4 Схема применения струйных насосов

- 1.Насосный агрегат; 2.Емкости; 3.Фильтр; 4.Эжекторная часть струйного насоса;
- 5.Корпус струйного насоса; 6.Глубинный манометр; 7.Пакер; 8.Фильтр.

## Порядок выполнения работы

1. Провести сбор станда по определению коэффициента эжекции в соответствии с Рис.5
2. Определить лабораторным путем коэффициент эжекции на различных режимах работы струйного насоса.

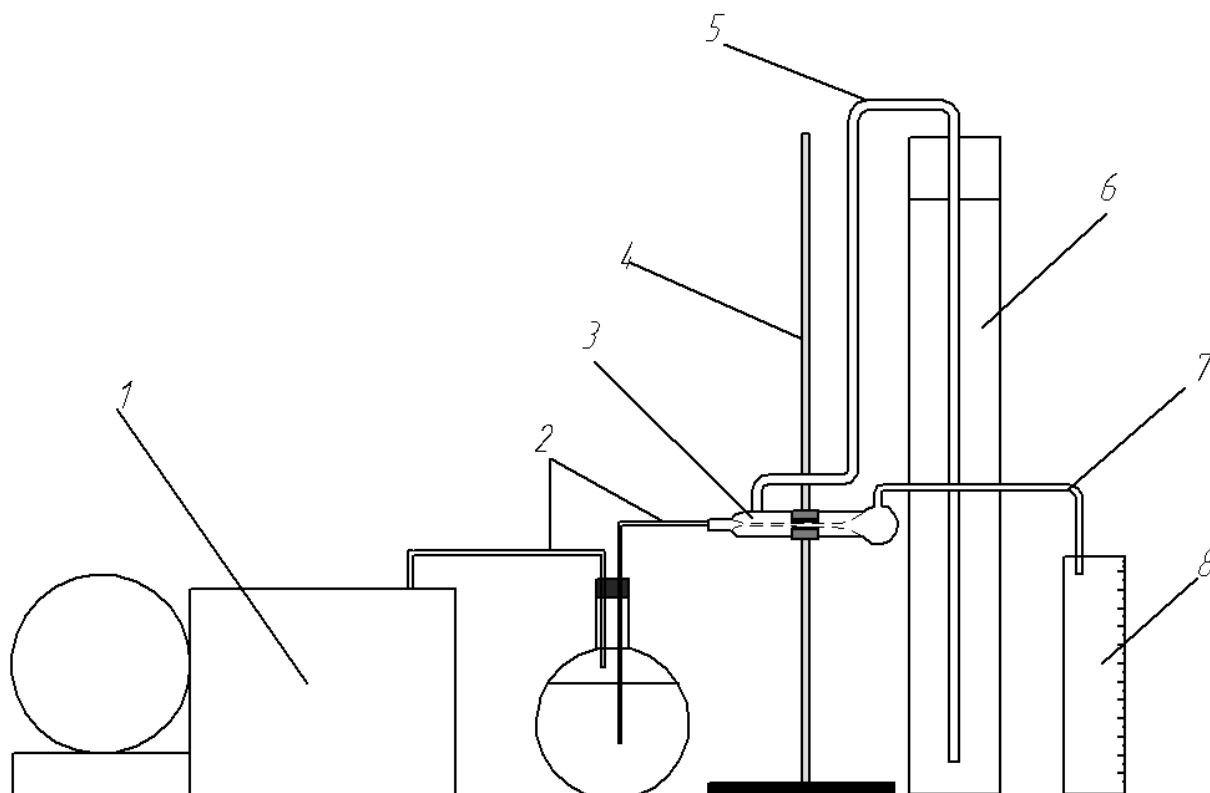


Рис.5. Схема установки

- 1.Вакуумный насос; 2.Линия нагнетания; 3.Струйный насос; 4. Штатив; 5. Линия отбора;  
6.Модель скважины; 7. Бросовая линия; 8. Мерная емкость.

Коэффициент эжекции  $U$ :

минимальный (при отсутствии притока жидкости из пласта)  $0$

максимальный (при притоке жидкости из пласта  $200 \text{ м}^3/\text{сутки}$ )  $0,3$

Коэффициент эжекции  $U$  определяется по поверхностным замерам как отношение количества поступающей из пласта жидкости к количеству прокачиваемой насосными агрегатами за одинаковый промежуток времени.

## Контрольные вопросы

1. Для чего предназначен струйный насос?
2. Назовите основные элементы струйного насоса?
3. Что такое коэффициент эжекции струйного насоса?
4. Какие значения может принимать коэффициент эжекции?

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

### Молекулярно-поверхностные явления

**Цель работы:** изучить принцип работы сталагмометра и определить коэффициент поверхностного натяжения.

Нефтяные пласты представляют собой огромное скопление капиллярных каналов и трещин с громадной площадью поверхности. Вследствие этого поверхностные явления играют решающую роль в процессах взаимного вытеснения нефти, воды и газа. С этими же явлениями сталкиваются при разрушении водонефтяных эмульсий, обезвоживании нефти, при борьбе с отложениями асфальто-смолистых и парафиновых веществ в призабойной зоне пласта, на нефтепромысловом оборудовании.

Поверхностные явления в нефтяном пласте существуют на границах раздела: нефть-вода, нефть-газ, нефть-порода, вода-газ, вода-порода, газ-порода. Степень проявления молекулярно-поверхностного взаимодействия на границах раздела фаз определяется коэффициентом поверхностного натяжения, краевым углом избирательного смачивания, работой адгезии, теплотой смачивания.

Молекулы поверхностного слоя на границе двух несмешивающихся фаз вследствие некомпенсированности межмолекулярных сил имеют избыточную свободную энергию. Эта энергия, отнесенная к единице поверхности, называется удельной свободной поверхностной энергией или поверхностным натяжением (коэффициентом поверхностного натяжения)

$$\sigma = \frac{F}{S} \quad (2)$$

где  $F$ - свободная поверхностная энергия, Дж;

$S$  - поверхность раздела фаз, м<sup>2</sup>;

$\sigma$ - коэффициент поверхностного натяжения, Дж/м<sup>2</sup> или Н/м.

Наиболее распространенным методом определения поверхностного натяжения является метод с использованием прибора-сталагмометра, принципиальная схема которого приведена на рис.6

Основной частью прибора служит микрометр 1, обеспечивающий фиксированное перемещение поршня 3 в цилиндрическом стеклянном корпусе 4 и определяющий объем выдавливаемой капли. Шток поршня 3 соединен с пружиной 2, благодаря чему исключается его самопроизвольное перемещение. Микрометр с цилиндром укреплены с помощью скобы 14 и втулки 13, которая может свободно передвигаться по стойке штатива 11 и фиксироваться на любой ее высоте винтом 12. На наконечник цилиндра надет переводник 10, в который плотно входит капилляр 9 (возможно использование иглы,

Устройство и принцип работы сталагмометра

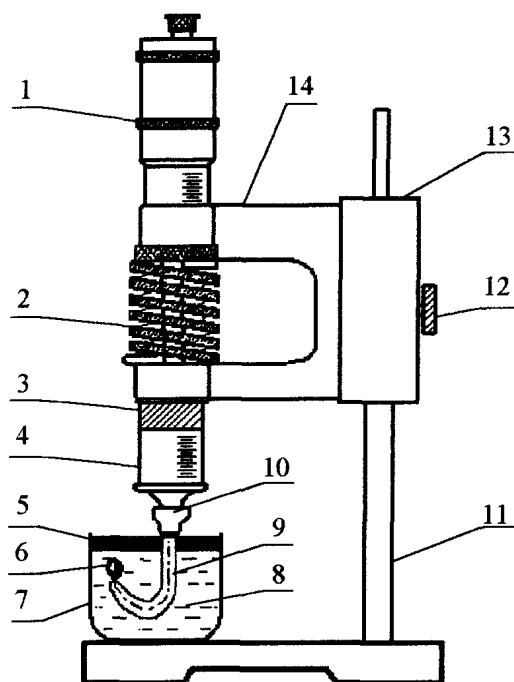


Рис.6 Сталагмометр

1 – микрометр , 2-пружина , 3 – поршень, 4- стеклянный корпус шприца, 5- слой всплывшей жидкости, 6 – капля исследуемой жидкости, 7 – кювета, 8- жидкость находящаяся в кювете (отличная от исследуемой), 9 – капилляр, 10 – переводник, 11 – штатив, 12 – винт, 13 – скоба, 14 – втулка.

которая подбирается с таким внешним диаметрам, чтобы посадка на нее была скользящей). При вращении микровинта 1, шток поршня 3 движется вниз, перемещаясь в корпусе цилиндра, заполненного исследуемой жидкостью и выдавливает ее из кончика капилляра 9 в виде капли 6 в другую жидкость 8. При достижении критического объема, капля отрывается, всплывает (оседает при использовании капилляра с прямым кончиком) и образует слой 5.

Поверхностное натяжение на границе двух жидкостей определяется по формуле

$$\sigma = k \cdot V \cdot (\rho_v - \rho_k) \quad (3)$$

где  $\sigma$  - коэффициент поверхностного натяжения, мН/м;

$V$  - объем оторвавшейся от капилляра капли в делениях мик-

рометра;

$k$  - постоянная капилляра; оценивается по жидкостям с известным значением поверхностного натяжения;

$\rho_k, \rho_v$  - соответственно плотности жидкости в кювете и исследуемой жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

Для определения постоянной капилляра измеряют поверхностное натяжение на границе дистиллированная вода – осветленный керосин.

$$K = \frac{47,5}{V(\rho_v - \rho_k)}, \quad (4)$$

где 47,5 - поверхностное натяжение на границе осветленного керосина с дистиллированной водой;

$V$  - объем оторвавшейся от капилляра капли в делениях микрометра;

$\rho_k, \rho_v$  - соответственно плотности жидкости в кювете и исследуемой жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

Плотность жидкостей определяется взвешиванием в пикнометре. Объем капли  $V$  берется как среднее из 6 - 8 определений.

Для замеров поверхностного натяжения растворов ПАВ в качестве антиполярной жидкости очень часто применяется осветленный керосин. При определении поверхностного натяжения ПАВ, растворимых в воде, жидкость с меньшей плотностью (керосин) выдавливается в жидкость с большей плотностью (водный раствор ПАВ). В этом слу-



чае в сталагмометре применяется игла с загнутым кончиком.

Для определения поверхностного натяжения водорастворимых ПАВ, сильно гидрофобизирующих поверхность сталагмометра, а также для ПАВ, не растворимых в воде, используется в сталагмометре игла с прямым кончиком. При этом водный раствор ПАВ (или вода) помещается в шприц и выдавливается в керосин или в керосиновый раствор ПАВ.

Для определения поверхностного натяжения растворов ПАВ на границе с воздухом используется капилляр с прямым кончиком.

### **Порядок выполнения работы**

1. Определить по формуле (4) постоянную капилляра, для этого шприц заполняется керосином и выдавливается в кювету с дистиллированной водой (используется игла с загнутым кончиком). На основании 6-8 определений находится средний объем капли.
2. Определить по формуле (5) поверхностное натяжение на границе исследуемого раствора с осветленным керосином, для этого шприц заполняется керосином и выдавливается в кювету с исследуемым раствором (используется игла с загнутым кончиком). На основании 6-8 определений находится средний объем капли.
3. Полученные данные по исследованиям занести в табл.3. и построить график зависимости поверхностного натяжения от концентрации поверхностно-активного вещества.

Таблица 3

№	Состав исследуемого раствора	Постоянная капилляра	Средний объем капли	Поверхностное натяжение
		С загнутым наконечником		На границе с керосином
1	100% СМС			
2	75% СМС			
3	50% СМС			
4	25% СМС			

### Контрольные вопросы

1. Что такое коэффициент поверхностного натяжения?
2. В каких единицах определяется коэффициент поверхностного натяжения?
3. По какой формуле находится коэффициент поверхностного натяжения на границе двух жидкостей?
4. Каким прибором определяют объем капли на границе двух жидкостей?
5. Что такое постоянная капилляра?
6. Значение коэффициент поверхностного натяжения?

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6

### Оценка устойчивости пен

**Цель работы:** Определить кратность и устойчивость пен в зависимости от концентрации пенообразователя, а также провести гашение пен.

Пена – низко дисперсная, высококонцентрированная система, где сравнительно крупные пузырьки газа (от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров) разделены тонкими жидкостными прослойками, которые в виде пленок образуют непрерывную фазу. Пены, как и все дисперсные системы, обладающие избытком свободной энергии, термодинамически неустойчивы. Для образования устойчивых, высокодисперсных пен в жидкость вводится в сравнительно небольших количествах третий компонент – стабилизатор или пенообразователь. Жидкости без пенообразователей сколько-нибудь устойчивой пены не дают, потому что при вспенивании происходит увеличение раздела фаз, поверхностная энергия  $G^s = \sigma \cdot S$  резко возрастает. Система становится неустойчивой, пузырьки тотчас лопаются.

Типичные пенообразователи – поверхностно-активные вещества. В водных растворах пенообразователи – такие ПАВ, как спирты, жирные кислоты, мыла и ВМС (например, белки). Они снижают поверхностное натяжение и поэтому стабилизируют пену. Для каждого низкомолекулярного пенообразователя (органические кислоты, мыла, спирты) существует определенная оптимальная концентрация, при которой пенообразователь наиболее эффективен.

Для высокомолекулярных ПАВ устойчивость пен тем выше, чем выше концентрация высокомолекулярного пенообразователя.

Получать пены можно двумя методами:

- 1) диспергированием газа механическим встряхиванием сосуда, частично заполненного раствором пенообразователя, интенсивным перемешиванием мешалками, или барботированием газа через пористую перегородку в слой жидкости. Два последних способа используют при обогащении руд методом пенной флотации;
- 2) выделением газа или пара в виде новой дисперсной фазы при кипении жидкости или из пересыщенного раствора в результате реакции.

Пены характеризуются следующими свойствами:

*устойчивостью*, которая зависит от прочности их пленочного каркаса и измеряется временем самопроизвольного уменьшения столба  $h$  (или объема  $V$ ) пены в два раза:

$$t_{1/2} = h / 2 \text{ см/с.}$$

Изменение пены со временем происходит вследствие вытекания жидкости из пены (синерезис) и разрыва пленок;

*кратностью* - максимально достижимым объемом пены, образующейся из данного объема жидкости

$$\beta = V_{\text{п}} / V_{\text{ж}},$$

где  $V_{\text{п}}$  - объем пены,  $V_{\text{ж}}$  - объем жидкости, пошедший на ее образование;

*дисперсностью*.

Пены с жидкими пленками, как правило, неустойчивы или их "время жизни" невелико. Высоко устойчивые и обильные пены, "время жизни" которых значительно, имеют большое практическое

значение. "Время жизни" пен с твердыми стенками (пенопласты, пенорезины) практически не ограничено.

В некоторых случаях пенообразование препятствует нормальному ходу технологического процесса и является нежелательным. Разрушение пен можно вызвать введением пеногасителей - веществ, которые будучи сильными ПАВ, не образуют прочных адсорбционных пленок (средние гомологи спиртов, например, октиловый спирт, кетоны, полиамиды жирных кислот, пропиленгликоли и т.д.). Они вытесняют пенообразователи из поверхностного слоя, делают его менее прочным и способствуют разрыву стенок пузырьков пены.

Преимущества бурения с пеной

1. Значительное повышение механической скорости бурения.
2. Значительное снижение потребления воды.
3. Высокая выносящая способность.
4. Низкая плотность и теплоемкость.
5. Высокая вязкость.
6. Позволяет бурить скважины большого диаметра с низким расходом воздуха.
7. Не размывает стенки скважины.
8. Стабилизирует стенки скважины, не вызывая набухания глинистых пород.
9. Не загрязняет продуктивный горизонт. [ 1 4 ]

## Порядок выполнения работы

Из исходного водного раствора ЩСПК (щелочной сток производства капролактама) готовят серию растворов (по 50 мл) различной концентрации (в % об.): 100; 50; 25; 12,5; 6,25.

Для этого в колбу на 50 мл наливают 25 мл исходного раствора ЩСПК и доводят объем до метки дистиллированной водой, получают раствор с концентрацией 50 %. Методом последовательного разбавления готовят остальные растворы (табл.4). Таким же образом готовят растворы с жесткой водой (добавляя 0,1 г хлорида кальция) и с мягкой водой (добавляя 0,1 г пищевой соды).

Таблица 4

С,% концентрация получаемого раствора	V воды, мл	V ЩСПК, мл
100	0	50
50	25	25
25	37.5	12.5
12,5	43.75	6.25
6,25	46.9	3.1

В мерные пробирки наливают по 5 мл водного раствора ЩСПК различной концентрации. Поочередно встряхивают пробирки в течение 30 с. После прекращения встряхивания включают секундомер и немедленно отмечают объем образовавшейся пены в мерных пробирках. Истинный объем пены получают, вычитая из общего объема системы в мерной пробирке объем оставшегося

раствора. Затем отмечают время (с) самопроизвольного уменьшения объема системы в два раза ( $t_{1/2}$ ). Данные заносят в таб. 5.

Повторным встряхиванием в течение 30 с восстанавливают обильную пену во всех мерных пробирках и в каждую из них вводят 1-2 капли концентрированной соляной кислоты. Отмечают гашение пены.

Таблица 5

Пенообразователь	Объем водного раствора, мл	Концентрация, вес. %	Объем, мл			Характеристика пен	
			пены	жидкости, истраченной на образование пены	оставшейся жидкости	Устойчивость $t_{1/2}, c$	Кратность $V_{п}/V_{ж}$
	5	100					
	5	50					
	5	25					
	5	12,5					
	5	6,25					

### Контрольные вопросы

1. Какие знаете группы пенообразователей?
2. Назовите способы получения пен.
3. В каких технологиях используются пенные системы?
4. Какие свойства пен вы знаете?
5. Факторы устойчивости пен. Чем обусловлено разрушение пен?
6. Чем определяется устойчивость пен?

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Газизов А.Ш., Баранов Ю.В. Применение водорастворимых полимеров для изоляции притока вод в добывающие скважины. М., 1982. 35 с. (Обзор, информ. / ВНИИОЭНТ. Сер. Нефтепромысл. дело; Вып. 20).
2. Петухов В.К., Газизов А.Ш. Состояние и перспективы применения химических реагентов для ограничения притока вод в скважины. М.: ВНИИОЭНГ, 1983. Вып. 25. 26 с.
3. Поверхностно-активные явления и поверхностно-активные вещества: Справочник / Сост. А.А. Абрамзон, А.Е. Боброва, Л.П. Зайченко и др. Л.: Химия, 1984. 392 с.
4. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. М.: Наука, 2000. 414 с.
5. Фролов Ф.Г. Курс коллоидной химии. – М: Химия, 1989, с.349.
6. Захарченко В.А. Коллоидная химия. - М: Высшая школа, 1974, с.192.
7. Айвазов Б.В. Практикум по химии поверхностных явлений и адсорбции. - М: Химия, 1973, с.36.
8. Большая советская энциклопедия, том 19 – М: Сов. энциклопедия, 1975, с.337.
9. Большая советская энциклопедия, том 20 – М: Сов. энциклопедия, 1975, с.74 -75.
10. Потапов В.М., Татаринчик С.Н. Органическая химия - М.: Химия, 1989, с. 226-229.



11. Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно – изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. М: Недра, 1981, с.237.
12. Кадырова Р.Р., Ремонтно-изоляционные работы в скважинах с использованием полимерных материалов. Казань: Изд –во «Фэн» АН РТ, 2007, с.423.
13. Воробьев С.В., Мозговой Г.С., Милькова С.Ю. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ к проведению лабораторных работ по дисциплине «Реконструкция и восстановление скважин». - Самара, Самарский государственный технический университет, 2015г, с.44
14. Баранов В.Я., Фролов В.И. Пены. Получение, свойства и их применение в нефтепромысловом деле: Метод. указ.: - М.: РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина, 2000 г. - с.12

Методические указания к лабораторным работам

Воробьев Сергей Владимирович  
Мозговой Георгий Сергеевич  
Милькова Светлана Юрьевна

**«Реконструкция и восстановление скважин»**  
(2 –е издание, дополненное и переработанное)

Редактор *Г.В. Загребина*  
Компьютерная верстка *Е.Э. Парсаданян*  
Выпускающий редактор *Н.В. Беганова*

Подписано в печать 12.03.2020 г  
Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная.  
Печать офсетная.  
Тираж 30 экз. Рег. № М 20/20

Государственное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Самарский государственный технический университет»  
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244.Главный корпус