**Тема : Буровые растворы на нефтяной основе ( РНО)**

1. **Необходимо внимательно прочитать текст лекции и заполнить таблицу**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Название** | **Дисперсионная среда/Дисперсионная фаза** | **Достоинства** | **Недостатки** | **Область применения** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| **Известково-битумный раствор (ИБР)** |  |  |  |  |
| **Эмульсионный известково-битумный раствор (ЭИБР)** |  |  |  |  |
| **Инвертные эмульсионные растворы (ИЭР)** |  |  |  |  |

1. **Выполнить тестовые задания (представлены ниже) на повторение пройденного материала по технологическим функциям промывочных жидкостей.**
2. **Письменные ответы присылать на электронную почту**

**mila.gromova.2013@mail.ru**

**ЛЕКЦИЯ:**

В целях сохранения коллекторских свойств пластов и предупреждения осложнений при бурении в неустойчивых разрезах были разработаны и стали применяться в промышленных масштабах буровые растворы на нефтяной основе. Они предназначены для вскрытия и освоения продуктивных пластов и бурения соляных отложений с пропластками калийно-магниевых солей. Степень гидратации глин зависит от активности водной фазы в растворе и косвенно оценивают по давлению водяных паров.

Достоинствами растворов на нефтяной основе является то, что ониобладают высокой стабильностью во времени (можно длительно хранить и многократно использовать); инертны в отношении глин и солей; обладают хорошими антикоррозионными и триботехническими свойствами; могут утяжеляться любыми стандартными утяжелителями; обладают высокой термостойкостью (до 220…220о С); почти не фильтруются в проницаемые пласты, а их фильтрат не оказывает вредного влияния на продуктивные нефтяные горизонты, так как имеет общее сходство с пластовой нефтью.

Недостатками растворов на нефтяной основе являетсявысокая стоимость и дефицитность основных компонентов; пожароопасность; трудность очистки от шлама; трудность проведения электрометрических работ; экологическая вредность.

Основной областью применения РНО являетсявскрытие продуктивных нефтяных пластов с низким пластовым давлением. Кроме этого, РУО применяют при бурении скважин в условиях высоких положительных и отрицательных (бурение во льдах) забойных температур, а также для проходки соленосных толщ и высокопластичных глинистых пород.

**Известково-битумный раствор (ИБР)**

ИБР – раствор на нефтяной основе, дисперсионной средой которого служит дизельное топливо или нефть, а дисперсной фазой – высокоокисленный битум, гидроксид кальция, барит и небольшое количество эмульгированной воды. ИБР является раствором специального назначения. Применяется при разбуривании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбуривании соленосных отложений, представленных высокорастворимыми солями (преимущественно поливалентных металлов), а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами.

Благодаря хорошим смазочным свойствам ИБР повышает износостойкость долот. Раствор обладает высокой термостойкостью (200-2200С). Разработан в ГАНГ им. Губкина.

В настоящее время промышленностью используются две рецептуры ИБР, разработанные ВНИИКРнефтью совместно с ГАНГ им. Губкина: ИБР-2 и ИБР-4.

ИБР-4 разработан специально для бурения в условиях высокой глинистости разреза, наличия солей, а также проявлений сероводорода.

Для ИБР характерны нулевая или близкая к ней фильтрация и содержание воды, не превышающее 2-3-%.

Необходимое условие приготовления ИБР – возможность тщательного и интенсивного перемешивания исходных компонентов для равномерного распределения их в растворе, гидрофобизации твердой и эмульгирования водной фаз. Поэтому основное внимание уделяют равномерности ввода исходных компонентов, перемешиванию и нагреванию.

**Эмульсионный известково-битумный раствор (ЭИБР)**

ЭИБР – инвертная эмульсия (эмульсия II рода) на основе известково-битумного раствора, содержащая в качестве дисперсной фазы минерализованную воду и твердые компоненты ИБР (битум, известь, барит).

ЭИБР по свойствам близок к ИБР, но имеет и некоторые отличия, обусловленные высоким содержанием воды. В частности, ЭИБР имеет более высокую фильтрацию и пониженный по сравнению с ИБР предел термостойкости (180-1900С).

Ниже приведены показатели качества ЭИБР (помимо технологических свойств, общепринятых для буровых растворов).

Электростабильность (напряжение электропробоя) 250-300 В

Глиноемкость (максимальная добавка бентонита, которая не приводит к снижению электростабильности) 20%

Показатель фильтрации 1 см3/30 мин

Наличие воды в фильтрате нет

Свойства ЭИБР регулируют аналогично регулированию свойств ИБР.

**Инвертные эмульсионные растворы (ИЭР)**

ИЭР представляют собой гидрофобно - эмульсионно –суспензионные системы.

Дисперсионной средой ИЭР являются дизельное топливо марок «Л» или «З» и разгазированная нефть (с температурой вспышки > 70о С).

Дисперсной фазой ИЭР являются жидкая *-* минерализованная CaCl2 (NaCl, MgCl2), техническая или пластовая вода (содержание соли 180…240 кг/м3), твердая - молотая негашеная известь (гидроокись кальция - СаО), глинопорошок (ПББ, ПБВ), железный купорос, хлорное железо, мел (утяжелитель), барит (утяжелитель). Для эмульгирования воды в углеводородной среде используют следующие ПАВ: эмультал; окисленный петролатум; СМАД – 1; украмин (или его аналог ИКБ - 2); высокоокисленный битум; АБДМ - хлорид.

Инертные эмульсионные растворы по свойствам и условиям применения близки к растворам на нефтяной основе, но выгодно отличаются от них тем, что содержат значительное количество воды, а следовательно существенно дешевле. Соотношение водной и углеводородной фаз в ИЭР изменяется в диапазоне от 60 : 40 до 40 : 60. Содержание твердой фазы (без утяжелителя) составляет при этом 5…30 кг/м3. Различают несколько видов ИЭР: ВИЭР (высококонцентрированный ИЭР); ТИЭР (термостойкий ИЭР); эмульжел (ИЭР, содержащий железный купорос); ГЭР (гидрофобно- эмульсионный раствор).

Недостатком инертных эмульсионных растворов является обратимость при повышенном содержании твердой фазы.

**2.Из четырех предложенных ответов необходимо выбрать один правильный ответ на каждый вопрос. Решение прислать на электронную почту преподавателю. Не забудьте подписать фамилию.**

**Тестовые задания**

**по МДК 04.01 «Технология приготовления бурового раствора»**

1. **Буровые растворы представляют собой**

а) смесь, состоящую из нескольких компонентов;

б) дисперсную систему, состоящую из одной или нескольких фаз;

в) неустойчивую суспензию, состоящую из жидкой или твердой фаз;

г) дисперсную систему - жидкость в жидкости.

1. **Истинный раствор представляет собой**

а) дисперсную систему, в которой одно вещество находится в раздробленном состоянии в другом;

б) дисперсную систему, состоящую из нескольких фаз;

в) однофазную систему из двух или более веществ, не имеющую между компонентами поверхности раздела;

г) дисперсную систему, состоящую из жидкой и твердой фаз.

1. **Дисперсной фазой называют**

а) вещество, растворенное в другом веществе;

б) вещество, мелко раздробленное и равномерно распределенное в другом веществе;

в) жидкое вещество равномерно раздробленное в другой жидкости;

г) смесь газообразных веществ.

1. **Адсорбция в промывочных жидкостях представляет собой**

а) самопроизвольное выпадение в осадок дисперсной фазы;

б) самопроизвольное повышение концентрации растворенного вещества на границе раздела фаз по сравнению с концентрацией этого вещества во всем объеме дисперсной системы;

в) самопроизвольное понижение концентрации растворенного вещества на границе раздела фаз по сравнению с концентрацией этого вещества во всем объеме дисперсной системы;

г) разделение дисперсной системы на жидкую и твердую фазы.

1. **Коагуляция в промывочных жидкостях представляет собой**

а) укрупнение (слипание, слияние) частиц дисперсной фазы под действием молекулярных сил сцепления или сил тяжести;

б) явление отталкивания частиц дисперсной фазы друг от друга под действием молекулярных сил отталкивания;

в) явление взаимодействия частиц дисперсной фазы, в результате которого образуется новая дисперсная фаза;

г) явление поверхностного взаимодействия твердых частиц.

1. **Функцией бурового раствора является**

а) вынос выбуренной породы из скважины на поверхность, предотвращение тектонических явлений в районе производства работ, удержание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии;

б) вынос выбуренной породы из скважины на поверхность, удержание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии, предотвращение землетрясений в районе производства работ;

в) вынос выбуренной породы из скважины на поверхность, удержание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии, сохранение устойчивости стенок скважины;

г) удержание частиц выбуренной породы во взвешенном состоянии, связанное с повышением давления в скважине.

1. **Калиевый буровой раствор (КР) применяют**

а) в разрезах сложенных известняками и доломитами;

б) для бурения в разрезах представленных неустойчивыми породами: глинами, глинистыми сланцами, аргиллитами, алевролитами и др.

в) при бурении скважин для прохождения зон поглощения бурового раствора;

г) при бурении скважины с высоким забойным давлением.

1. **Буровые растворы на нефтяной основе применяют**

а) для разбуривания легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбуривании соленосных отложений, а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами;

б) при разбуривании пород с низкими пластовыми давлениями;

в) для вскрытия продуктивных горизонтов;

г) при разбуривании пород с высоким пластовым давлением.

1. **Аэрированные промывочные жидкости применяют** **при бурении**

а) в разрезах при наличии пластов склонных к нефтегазопроявлениям;

б) в разрезах сложенных плотными устойчивыми породами;

в) интервалов сложенных устойчивыми породами, в которых имеются пласты с большой интенсивностью поглощения;

г) известковых отложений.

1. **Показатель плотности бурового раствора при бурении скважины имеет следующую зависимость значений:**

а) чем выше плотность бурового раствора, тем выше механическая скорость бурения;

б) за счет плотности бурового раствора создается давление на стенки скважины и на вскрываемые продуктивные горизонты;

в) за счет плотности бурового раствора улучшаются его смазочные свойства;

г) чем ниже плотность бурового раствора, тем выше механическая скорость бурения.

**11.Показатель вязкость бурового раствора при бурении скважины имеют следующую зависимость значений:** **по мере увеличения вязкости**

а) возрастают гидравлические сопротивления, ухудшаются условия очистки забоя от выбуренной породы, затрудняется перенос энергии от насосов к забойному двигателю;

б) возрастают гидравлические сопротивления, улучшаются условия очистки забоя от выбуренной породы, облегчается перенос энергии от насосов к забойному двигателю;

в) возрастают гидравлические сопротивления, усиливается интенсивность размыва породы на забое скважины, затрудняется перенос энергии от насосов к забойному двигателю;

г) понижается гидравлическое сопротивление, повышается механическая скорость бурения.

**12.Единицей измерения фильтрации бурового раствора является**

а) см3 за 1 мин;

б) см3 за 10 мин;

в) см3 за 30 мин;

г) см3 за 5 мин.

**13. Высокая фильтрация бурового раствора**

а) не вызывает отрицательных последствий при бурении скважин;

б) приводит к уменьшению объема бурового раствора в циркуляционной системе;

в) приводит к набуханию глинистых пород, которые в последствии обваливаются и осыпаются;

г) не влияет на процесс бурения.

**14. Утяжелители бурового раствора предназначены для**

а) улучшения смазочных свойств бурового раствора;

б) повышения плотности бурового раствора;

в) увеличения вязкости бурового раствора;

г) снижения плотности бурового раствора

**15.Реагент УЩР (углещелочной реагент) предназначен для**

а) снижения вязкости и фильтрации пресных буровых растворов;

б) снижения фильтрации минерализованных буровых растворов;

в) увеличения вязкости пресных буровых растворов;

г) повышения плотности бурового раствора.

**16.Плотность бурового раствора измеряют**

а) вискозиметром;

б) ареометром или рычажными весами;

в) прибором СНС-2;

г) уровнемером

**18. Буровой раствор не выполняет**

а) передачу энергии гидравлическому забойному двигателю;

б) обеспечения сохранения проницаемости продуктивного пласта;

в) охлаждение и смазывание долота;

г) транспортировку выбуренной породы к забою.

**19. Тиксотропией называют**

а) способность бурового раствора разжижаться при встряхивании и загустевать в покое;

б) прочность пространственной структурной сетки из глинистых частиц;

в) выпадение твердых частиц из раствора под действием силы тяжести;

г) слипание частиц твёрдой фазы и выпадение из раствора.

**20. Для приготовления минерализованных буровых растворов применяют глины**

а) бентонитовые;

б) палыгорскитовые;

в) каолиновые;

г) комовые.

**21. Коагуляцией называют**

а) осаждение твердых частиц под действием силы тяжести;

б) слипание коллоидных частиц в комок и выпадение на дно;

в) растворение глинистых частиц в воде;

г) образование гидратной оболочки на частице глины.

**22. Среда бурового раствора должна быть**

а) нейтральной;

б) кислотно-щелочной;

В) кислотной;

г) щелочной.

**23. Водоотдачу бурового раствора измеряют**

а) вискозиметром;

б) прибором ВМ-6;

в) прибором СНС-2;

г) ареометром.

**24.Статическое напряжение сдвига бурового раствора характеризует**

**а) способность бурового раствора к диспергированию** глинистой фазы на более мелкие частицы;

б) способность бурового раствора выносить выбуренную породу с забоя на поверхность;

в) прочность тиксотропной структуры, возникающей в буровом растворе после нахождения его в состоянии покоя;

г) способность бурового раствора переносить энергию от насосов к забойному двигателю.

**25.Показатель рН бурового раствора характеризует**

а) щелочность и кислотность среды бурового раствора;

б) смазочные свойства бурового раствора;

в) прочность тиксотропной структуры бурового раствора;

г) диспергирование твердой фазы бурового раствора.

**26.Производство глинопорошков включает следующие этапы –**

а) добычу природных глин;

б) добычу природных глинистых минералов, перевозку их на завод, измельчение и сушку глины, помол, затаривание;

в) добычу, измельчение и затаривание глины;

г) затаривание глины в мешки.

**27.Основные показатели свойств буровых растворов - это**

а) плотность, вязкость, статическое напряжение сдвига, содержание посторонних примесей, содержание твердой фазы, поверхностное натяжение;

б) вязкость, адсорбция, предельное динамическое напряжение сдвига;

в) плотность, условная вязкость, фильтрация, толщина фильтрационной корки, статическое напряжение сдвига, пластическая вязкость, предельное динамическое напряжение сдвига, содержание посторонних примесей, содержание твердой фазы, водородный показатель;

г) плотность, вязкость, водородный показатель.

**28.Суточный отстой бурового раствора измеряют в следующей последовательности:**

а) испытуемую жидкость наливают в мерный цилиндр 100 см3, закрывают стеклом и оставляют на 24 ч., далее визуально определяют величину слоя прозрачной жидкости;

б) испытуемую жидкость наливают в мерный цилиндр 100 см3, закрывают стеклом и оставляют на 12 ч., далее визуально определяют величину слоя прозрачной жидкости;

в) испытуемую жидкость наливают в мерный цилиндр 100 см3, закрывают стеклом и выдерживают 30 мин., далее замеряют отстоявшийся осадок;

г) визуально определяют отстой жидкости в буровом растворе за 24 часа, независимо от емкости химической посуды.

**29.Отстойник ОМ-2 предназначен для**

а) замера плотности бурового раствора;

б) определения содержания песка и грубодисперсных частиц выбуренной породы в буровом растворе;

в) определения суточного отстоя бурового раствора;

г) определения вязкости бурового раствора.

**30.Статическое напряжение сдвига бурового раствора определяют с помощью прибора**

а) ВМ-6;

б) СНС-2;

в) АБР-1;

г) ВРП – 1.

**31. Условную вязкость бурового раствора определяют с помощью прибора**

а) ВП-5;

б) АБР-1;

в) СНС-2;

г) ВМ – 6.

**32.Плотность бурового раствора определяют с помощью прибора**

а) ВП-5;

б) АБР-1;

в) СНС-2;

г) ВМ – 6.

**Список литературы**

Основные источники:

1.[Нескоромных В. В.](http://znanium.com/catalog/author/230a952d-f873-11e3-9766-90b11c31de4c)Бурение скважин : учеб. пособие / В.В. Нескоромных. — М. : ИНФРА-М ; Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2018. — 352 с. Режим доступа: [http: //znanium. com](http://znanium.com)- ЭБС СГУ, по паролю

Дополнительные источники:

1.Крысин Н.И. Повышение скоростей бурения и дебитов нефтегазовых скважин. Разработка и совершенствование составов буровых растворов, технологий и технических средств первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов [Электронный ресурс] : монография / Н.И. Крысин, Т.Н. Крапивина. — М.: Инфра-Инженерия, 2018. — 340 c. — Режим доступа: http://www.iprbooks.ru — ЭБС СГУ по, паролю

2.Контроль скважин при ГНВП. Практические задания по управлению скважиной [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В.А. Долгушин [и др.]. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. — 117 с. — Режим доступа: https://e.lanbook.com ., ЭБС СГУ, по паролю

Периодические издания:

1.Отечественная геология: ежемесячный специальный журнал – Министерство природных ресурсов и экологии РФ.-2015.-2016

Интернет-ресурсы

1.«Вестник ТЭК» [Электронный ресурс]: ежемесячный бюллетень, - Режим доступа: <http://vestnik.oilgaslaw.ru>

2. «Oil& Gas JouRNal Russia»[Электронный ресурс]: журнал - Режим доступа: <http://www.ogjrussia.com>

ОТВЕТЫ ПРИСЫЛАТЬ НА ЭЛЕКТРОННУЮ ПОЧТУ ГРОМОВОЙ Л.С.

mila.gromova.2013@mail.ru