

УДК 622.24.063

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ



JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF DRILLING FLUID FOR OPENING OF PRODUCTIVE FORMATIONS

Поварова Лариса Валерьевна

кандидат химических наук, доцент,
доцент кафедры химии,
Кубанский государственный
технологический университет
larispv08@gmail.com

Батыров Мухамед Измудинович

Инженер-химик по буровым растворам,
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Аннотация. Из всего многообразия проблем, решаемых при бурении глубоких скважин различного назначения, одно из первых мест принадлежит буровым растворам (промывочным жидкостям). Это определяется не только особой важностью технологических функций растворов, но и тем, что они являются средой, в которой происходят процессы разрушения горных пород на забое и формирование ствола скважины в течение длительного периода её строительства. От соответствия буровых промывочных жидкостей геолого-техническим условиям бурения зависит скорость проходки, предупреждение осложнений и аварий, долговечность бурового оборудования и инструмента, успешное разобщение пластов, эффективность освоения продуктивных горизонтов и, в конечном счёте, результативность и себестоимость буровых работ. Современные промывочные жидкости представляют собой многокомпонентные системы, технология приготовления и управления свойствами которых в настоящее время приобретают всё более самостоятельное научное и практическое значение при бурении глубоких скважин на твёрдые, жидкие и газообразные полезные ископаемые.

Ключевые слова: назначение и классификация буровых растворов; области применения буровых растворов; критерии выбора бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта; требования к вскрытию продуктивного пласта; буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов; выбор типа бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов; методы, материалы и применяемое оборудование для приготовления бурового раствора.

Povarova Larisa Valeryevna

Candidate of chemical sciences,
Associate Professor,
Associate Professor
of chemistry department
Kuban state technological university
larispv08@gmail.com

Batyrov Muhamed Izmudinovich

Drilling fluid engineer,
Company
«Halliburton International GMBH»
batyrov_muhamed@mail.ru

Annotation. Of all the variety of problems that can be solved when drilling deep wells for various purposes, one of the first places belongs to drilling fluids (flushing fluids). This is determined not only by the special importance of the technological functions of the solutions, but also by the fact that they are the environment in which the processes of destruction of rocks at the bottom hole and formation of the wellbore take place over a long period of its construction. The rate of penetration, prevention of complications and accidents, the durability of drilling equipment and tools, successful separation of layers, the efficiency of development of productive horizons and, ultimately, the effectiveness and cost of drilling operations depend on the compliance of drilling fluids with the geological and technical conditions of drilling. Modern flushing fluids are multi-component systems, the technology of preparation and control of the properties of which are now acquiring more and more independent scientific and practical importance when drilling deep wells for solid, liquid and gaseous minerals.

Keywords: purpose and classification of drilling fluids; areas of application of drilling fluids; criteria for choosing a drilling fluid for opening a productive formation; reservoir opening requirements; drilling fluids for opening productive formations; selection of the type of drilling mud for opening productive formations; methods, materials and equipment used for the preparation of drilling fluid.

Н азначение, классификация и области применения буровых растворов

Понятие «буровой раствор» охватывает все рабочие агенты, используемые для разрушения пород и удаления выбуренной породы из ствола скважины.

Буровой раствор – это неотъемлемый элемент технологии бурения. Технология промывки ствола скважины непосредственно связана с такими науками как геология, химия, физика, а также с инженерными расчётами. Целью разработки и использования буровых растворов является успешное заканчивание каждой скважины при минимальных расходах.

Главные компоненты буровых растворов

Системы буровых растворов классифицируются по составу дисперсионной среды, которой могут служить вода, нефть или нефтепродукты и газ.

Когда главным компонентом является жидкость (вода, нефть или нефтепродукты), термин буровые растворы относится к суспензии твёрдых веществ в этой жидкости – это буровые растворы на водной или углеводородной основе.

Одновременное присутствие обеих жидкостей (воды и нефти) приводит к образованию эмульсии при условии перемешивания и наличия соответствующего эмульгатора. От химической природы эмульгатора зависит тип образующейся эмульсии: «нефть в воде», которую обычно называют *нефтеэмульсионным раствором*, или «вода в нефти», которую обычно называют *инвертной эмульсией*.

Вода была первым буровым раствором и всё ещё остаётся главной составляющей большинства буровых растворов. Вода может содержать несколько растворённых веществ: щелочи, соли и поверхностно-активные вещества, органические полимеры, капли эмульгированной нефти, а также различные нерастворимые вещества: барит, глина, выбуренная порода, находящиеся во взвешенном состоянии.

В буровых растворах на углеводородной основе в качестве дисперсионной среды служат нефть или нефтепродукты, чаще всего это дизельное топливо. Так как в таком растворе неизбежно присутствие воды (попадает в процессе бурения), углеводородная фаза должна содержать водозэмульгирующие добавки. Если воду добавляют специально, растворы на углеводородной основе называют инвертно-эмульсионными растворами (ИЭР). В такой раствор вводят различные добавки, повышающие вязкость, несущую способность, а также барит. Эмульгированная вода может содержать щелочи и соли.

Буровые растворы на газовой основе можно подразделить на следующие категории:

- сухой газ;
- влажный газ, в котором капельки воды или глинистого раствора перемещаются потоком воздуха;
- пена: пузырьки воздуха окружены плёнкой воды, содержащей стабилизирующее пену вещество;
- загущенная пена содержит упрочняющие плёнку материалы (полимеры или бентонит).

Наиболее широкое применение нашёл воздух, иногда природный газ, выхлопные газы.

Функции бурового раствора

1. Разрушение забоя скважины, особенно при разбурировании рыхлых пород, когда их размыв струёй бурового раствора из насадок долота вносит не меньший вклад, чем механическое разрушение забоя долотом.

2. Основной функцией бурового раствора является удаление выбуренной породы с забоя, транспортирование её вверх по кольцевому пространству между бурильной колонной и стволом скважины и обеспечение возможности её отделения на поверхности.

3. Предотвращение притоков флюидов (нефти, газа, пластовой воды) из разбуриваемых проницаемых пластов.

4. Поддержание устойчивости необсаженных интервалов в стволе скважины.

5. Охлаждение и очистка долота.

6. Уменьшение трения между бурильной колонной и стенками ствола скважины.

7. Образование тонкой фильтрационной корки, которая перекрывает поры в разбуриваемых породах.

8. Создание условий для сбора и интерпретации информации, которую можно получить при анализе бурового шлама, кернов и геофизических исследований (ГИС).

Основные параметры буровых растворов

Плотность (ρ , г/см³) – это отношение массы бурового раствора к его объёму. Различают кажущую и истинную плотности. Первая характеризует раствор, выходящий из скважины и содержащий газообразную фазу, а вторая – раствор без газообразной фазы.

Условная вязкость (T , сек) – величина, определяемая временем истечения из стандартной воронки 500 см^3 бурового раствора и характеризующая подвижность бурового раствора.

Статическое напряжение сдвига (СНС , мгс/см^2) – величина, определяемая минимальным касательным напряжением сдвига, при котором начинается разрушение структуры бурового раствора в покое. СНС характеризует прочность тиксотропной структуры и интенсивность упрочнения её во времени.

Фильтрация (Φ , $\text{см}^3/30 \text{ мин.}$) – величина, определяемая объёмом дисперсной среды, отфильтрованной за 30 минут при пропускании бурового раствора через бумажный фильтр ограниченной площади.

Показатель фильтрации косвенно характеризует способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины.

Коэффициент трения ($K_{\text{тр}}$) – величина, определяемая отношением силы трения между двумя металлическими поверхностями в среде бурового раствора к прилагаемой нагрузке.

Коэффициент вспенивания – это величина, определяемая отношением объёма вспененного раствора к объёму исходного раствора.

Толщина фильтрационной корки (K , мм) – фильтрационная корка образуется в результате отфильтровывания жидкой фазы бурового раствора через пористую систему.

Концентрация водородных ионов, определяемая величиной pH , характеризует щелочность бурового раствора. Чем больше pH , тем щелочность выше.

Критерии выбора бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта

Плотность промывочной жидкости для вскрытия продуктивного пласта обычно выбирают с учётом следующего соотношения плотности жидкости и коэффициента аномальности: для скважин глубиной до 1200 м $\frac{\rho_0}{K_a} = 1,10\text{--}1,15$; для более глубоких

скважин 1,05. В действительности довольно часто эти рекомендации не выполняются, а значения $\frac{\rho_0}{K_a}$ достигают 1,15–1,30. Между скважиной и пристволевой зоной продук-

тивного пласта таким образом почти всегда возникает большая разность давлений. Под влиянием большого дифференциального давления в продуктивные пласты проникает не только фильтрат промывочной жидкости, но также твёрдая фаза её, особенно если в пластах имеются трещины или иного рода крупные каналы.

Проникновение в пласт промывочной жидкости и её фильтрата ведёт к изменению, прежде всего, структуры порового пространства и проницаемости пристволевой зоны. Степень этого изменения зависит от ряда факторов и уменьшается по мере удаления от скважины. В гранулярном пласте всю область, в которую проникли промывочная жидкость и её фильтрат, условно можно подразделить на две зоны: *зону кольматации, примыкающую к скважине, и зону проникновения фильтрата.*

Зона кольматации – это тот участок вокруг скважины, в поры которого проникли частицы дисперсной фазы промывочной жидкости. Толщина этой зоны зависит в основном от соотношения гранулометрического состава дисперсной фазы промывочной жидкости и структуры порового пространства распределения пор по размерам пласта, а также, вероятно, от перепада давлений в период бурения и от продолжительности воздействия промывочной жидкости на породу. В гранулярных коллекторах наиболее тонкие частицы дисперсной фазы проникают по наиболее крупным поровым каналам, частично закрывают их, уменьшают площадь сечения и превращают крупные каналы в средние и мелкие. Хотя пористость породы в зоне кольматации при этом уменьшается незначительно, проницаемость снижается резко. Имеются данные о том, что наиболее тонкие частицы дисперсной фазы глинистых растворов могут проникать в поры с радиусом более 1,6–6,0 мкм. Исследования показывают, что если диаметр пор $d_{\text{пор}}$ породы меньше утроенного диаметра $d_{\text{ч}}$ частиц твёрдой фазы промывочной жидкости, последние создают на поверхности стенок скважины фильтрационную корку и почти не

проникают в пласт. Если $3 \cdot d_c < d_{\text{пор}} < 10 \cdot d_c$, частицы твёрдой фазы проникают неглубоко в породу, закрывают поры и создают фильтрационную корку в самой породе. Толщина такой зоны обычно не превышает 1–2 см. Если же диаметр пор превышает $10 \cdot d_c$, частицы могут проникать глубоко в пласт, на несколько десятков сантиметров и более. В трещиноватый коллектор твёрдая фаза промывочной жидкости может проникать на очень большое расстояние, иногда – на десятки метров от скважины. В результате частичного отфильтровывания дисперсионной среды из промывочной жидкости на поверхности трещин образуются фильтрационные корки. Таким образом, трещины оказываются заполненными застудневшей промывочной жидкостью и фильтрационной коркой.

Удалить из пласта застудневшую промывочную жидкость, фильтрационные корки и другие частицы твёрдой фазы при освоении скважины удаётся лишь частично. Проницаемость зоны кольматации в результате проникновения дисперсной фазы промывочной жидкости нередко снижается в 10 раз и более. Влияние фильтрата промывочной жидкости на коллекторские свойства более сложно:

Во-первых, проникая в пласт, фильтрат жидкости на водной основе увлажняет породу. Часто в фильтрате содержатся химические вещества, способствующие увеличению гидрофильности породы и, следовательно, количества физически связанной воды. Но увеличение толщины гидратных оболочек ведёт к уменьшению эффективного сечения поровых каналов, а повышение водонасыщенности – к уменьшению фазовой проницаемости для нефти и газа.

Во-вторых, как правило, в продуктивных пластах имеется некоторое количество глинистых минералов. Под влиянием водного фильтрата многие из глинистых минералов гидратируют и увеличиваются в объёме, набухают. Под воздействием водного фильтрата может происходить также дезинтеграция глинистых частиц и одновременно гидратация. Дезинтеграции способствуют щелочи, часто содержащиеся в промывочной жидкости. В результате дезинтеграции увеличиваются суммарная поверхность глинистых частиц и количество связанной воды. Оба процесса – гидратация и дезинтеграция – ведут к уменьшению эффективного сечения поровых каналов, закрытию некоторых из них и уменьшению проницаемости.

В-третьих, проникая в продуктивный пласт, фильтрат оттесняет от скважины пластовую нефть (газ). Фильтрат обычно имеет меньшую вязкость, чем нефть. Продвигаясь по поровым каналам и микротрещинам, он встречает меньшее гидравлическое сопротивление и на некоторых участках движется быстрее, чем нефть. Наиболее благоприятствуют такому опережающему движению водного фильтрата участки поровых каналов с явно выраженной гидрофильной поверхностью. Было бы ошибочным представлять, что фильтрат движется по порам подобно поршню и вытесняет из них нефть и газ полностью. Совершенно чёткой границы между зоной, занятой фильтратом, и чисто нефтяной (газовой) частью пласта нет. По крайней мере, в части пристволенной области образуется смесь водного фильтрата и пластовой нефти; в поровых каналах этой области жидкая среда разбита на капельки водного фильтрата и нефти (эмульсия). При движении же эмульсии в пористой среде возникают значительно большие гидравлические сопротивления, нежели при фильтрации однородной жидкости. В случае образования водонефтяной эмульсии гидравлические сопротивления фильтрации нефти к скважине возрастают, а фазовая нефтепроницаемость уменьшается.

В-четвёртых, в фильтрате промывочной жидкости содержатся в растворённом виде различные химические вещества. Некоторые из них при взаимодействии с веществами, присутствующими в продуктивном пласте, могут давать нерастворимые осадки. Например, если в пласт в качестве фильтрата поступает жёсткая вода, содержащая значительное количество ионов кальция, часть органических веществ может выпасть в осадок (скажем, в виде кальциевых мыл). В результате часть поровых каналов может быть закрыта, сечение других каналов – сужено.

В водном фильтрате всегда содержится большое количество воздуха. Кислород воздуха может окислять некоторые компоненты пластовой нефти и способствовать выпадению в осадок образующихся при этом смолистых веществ. Возможно, что в отдельных случаях парафины, асфальтены и смолы выпадают в осадок вследствие уменьшения температуры пристволенной зоны при промывке скважины.

Снижение проницаемости коллектора под воздействием фильтрата промывочной жидкости, как правило, гораздо меньше, чем в результате коагуляции частицами твёрдой фазы. Однако глубина проникновения фильтрата в пласт во много раз больше толщины зоны коагуляции. Наиболее интенсивно фильтрат проникает в пласт в период бурения и промывки скважины. После прекращения промывки скорость проникновения фильтрата уменьшается как вследствие образования малопроницаемой корки на стенках скважины, так и в результате уменьшения порового давления в промывочной жидкости в покое.

Чем меньше скорость бурения, тем продолжительнее воздействие потока промывочной жидкости. Но с увеличением продолжительности воздействия и динамической водоотдачи растёт радиус зоны загрязнения. С повышением температуры в скважине уменьшается вязкость фильтрата, и соответственно возрастают динамическая водоотдача и радиус зоны загрязнения.

Отфильтровывание под влиянием разности давлений является главной, но не единственной причиной проникновения дисперсионной среды промывочной жидкости в продуктивный пласт. Она может поступать, хотя и в гораздо меньших количествах, также под влиянием других факторов, таких, как осмотическое давление, капиллярные силы.

Осмотическое давление возникает на контакте двух растворов с разной минерализацией, разделённых полупроницаемой перегородкой; оно тем выше, чем больше разность концентраций. В скважине роль полупроницаемой перегородки выполняет фильтрационная корка, образующаяся на проницаемых стенках. Высокое осмотическое давление возникает в случае разбуривания продуктивного пласта, содержащего минерализованную воду, с использованием промывочной жидкости на пресной воде.

Капиллярное давление обратно пропорционально радиусу поровых каналов. В продуктивном пласте на значительном расстоянии от водонефтяного (газоводяного) контакта многие капиллярные и субкапиллярные поры заполнены углеводородами. При вскрытии пласта бурением с применением промывочной жидкости на водной основе равновесие капиллярных сил нарушается, и водная фаза начинает внедряться в тонкие нефтегазонасыщенные поры, оттесняя из них углеводороды в крупные поры. Процесс капиллярного впитывания может продолжаться до наступления равновесия капиллярных давлений. Наиболее интенсивно капиллярное впитывание протекает в газонасыщенных породах, в нефтенасыщенных породах этот процесс идёт медленнее.

В период промывки скважины роль внедрения дисперсионной среды под влиянием осмотических и капиллярных сил незначительна по сравнению с ролью фильтрации под влиянием избыточного давления. В период же покоя картина может существенно измениться; в некоторых случаях, например, если продуктивный пласт малопроницаем, роль капиллярных сил и осмотического давления может быть, по-видимому, преобладающей.

При большой продолжительности воздействия промывочной жидкости с высокой водоотдачей водонасыщенность узкой зоны, примыкающей к скважине, под совокупным влиянием названных факторов может, вероятно, подняться до уровня, при котором вся нефть, способная двигаться, будет оттеснена вглубь пласта. Но это значит, что фазовая проницаемость такой зоны для нефти упадёт до самого низкого уровня.

Требования к вскрытию продуктивного пласта

Рассмотрим требования к вскрытию продуктивного пласта:

- состав промывочной жидкости должен быть таким, чтобы её фильтрат не способствовал набуханию глинистых частиц, увеличению гидрофильности породы, увеличению количества физически связанной воды в порах пласта;
- состав фильтрата бурового раствора должен соответствовать составу фильтра, заполняющего пласт, чтобы при проникании фильтрата в пласт не происходили такие физические или химические взаимодействия, в результате которых могут образовываться нерастворимые осадки;
- в составе промывочной жидкости необходимо иметь достаточное количество грубодисперсной твёрдой фазы, способной создавать закупоривающие мостики в трещинах и тем самым препятствовать глубокому проникновению промывочной жидкости в пласт;

- солёность и солевой состав фильтрата должны соответствовать солёности и солевому составу пластовой воды;
- фильтрат промывочной жидкости, используемый для вскрытия нефтяных пластов, должен уменьшать поверхностное натяжение на границе «фильтрат – нефть»;
- водоотдача бурового раствора в забойных условиях должна быть минимальной;
- плотность промывочной жидкости должна быть такой, чтобы дифференциальное давление было близким к нулю или, если вскрывается пласт с аномально низким давлением, – меньше нуля.

Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов

К этому классу промывочных жидкостей относятся буровые растворы на нефтяной основе, такие как гидрофобно-эмульсионные и известково-битумные (ИБР) растворы, представляющие собой эмульсии. Высокая дисперсность, надёжная стабилизация водной фазы в углеводородной среде позволяют им обеспечить все преимущества углеводородных растворов при более низкой стоимости и сравнительной простоте приготовления и обработки. Значительные преимущества гидрофобных эмульсий – это повышенная вязкость, пониженная плотность, нейтральное отношение к солям, возможность регулирования вязкости в широких пределах.

Агрегативная устойчивость гидрофобно-эмульсионных растворов зависит от стабилизирующих свойств ПАВ, поэтому они обязательно должны содержать ПАВ-стабилизатор. Например, гидрофобная эмульсия с соляровым маслом (10 %) и нетоксичные стабилизаторы – алкилоламыды синтетических жирных кислот фракции C₁₀–C₁₆ (1 %), остальное – вода. Структурно-механические параметры эмульсии зависят от соотношения гидрофобной жидкости и воды и возрастают с увеличением количества воды, чем и вызван эффект предотвращения поглощения промывочной жидкости при бурении. При контакте с пластовыми водами в трещинах горных пород вязкость эмульсии резко увеличивается, что предупреждает поглощение. При бурении в отложениях ангидрита и соли, а также в породах с высоким содержанием кальция применяются нефтеэмульсионные растворы, эмульгатором и стабилизатором которых служит крахмал.

Известково-битумные растворы применяются для вскрытия продуктивных горизонтов с сохранением естественной проницаемости и для бурения в особо неустойчивых глинистых соленосных отложениях. В таких растворах дисперсионная среда представлена дизельным топливом, а дисперсная фаза – тонко размолотым окисленным битумом. Частицы битума обладают слабой способностью образовывать связнодисперсные системы, поэтому в растворы на нефтяной основе добавляют небольшое количество структурообразователей: окиси кальция, мыл жирных кислот, катионоактивных ПАВ.

Растворы на нефтяной основе готовят из порошкообразных концентратов, получаемых на нефтеперерабатывающих заводах или специальных установках. Концентрат содержит окисленный битум и негашёную известь с активностью не менее 60 % в соотношении от 1:1 до 1:2. Известь диспергирует битум, усиливая его коллоидную активность, образует соли и мыла, взаимодействуя с жирными нафтеновыми кислотами, является структурообразующим и утяжеляющим материалом. При отсутствии готовых концентратов используют их компоненты с добавкой до 1 % сульфонола. Последовательность приготовления: дизельное топливо – негашёная известь – вода с сульфонолом. Фильтрация таких растворов практически равна нулю. Вязкость и статическое напряжение сдвига зависят от концентрации извести и битума.

Растворы на нефтяной основе относительно дороги, пожароопасны, усложняют выполнение спускоподъёмных и вспомогательных операций, разрушают резиновые сальники и шланги, но при этом способствуют обеспечению устойчивости проходимых пород и сохранению проницаемости продуктивных пластов, уменьшают износ бурильного инструмента, снижают затраты мощности на вращение колонны бурильных труб и не замерзают в зимнее время.

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 раство-

ром 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 (200–220 °С). Разработан в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

В настоящее время промышленностью используются две рецептуры ИБР, разработанные институтом «ВНИИКРнефть» совместно с РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, – ИБР-2 и ИБР-4.

ИБР-4 разработан специально для бурения в условиях высокой глинистости разреза, наличия солей и рапопроявления, 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 твёрдой и эмульгирования водной фаз. Поэтому основное внимание уделяют равномерности ввода исходных компонентов, перемешиванию и нагреванию.

Эмульсионный известково-битумный раствор (ЭИБР)

ЭИБР – инертная эмульсия на основе известково-битумного раствора, содержащая в качестве дисперсной фазы минерализованную воду и твёрдые 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 (180–190 °С).

Выбор типа бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов

Для вскрытия продуктивного пласта следует выбирать буровой раствор, по составу и физико-химическим свойствам близкий к пластовым жидкостям или газу. В соответствии с этим наиболее подходят сырая нефть, добываемая из того же пласта, растворы на нефтяной основе, обращённые эмульсии, пластовая вода, ингибированные глинистые растворы, солёная вода. Газообразные агенты и азрированные растворы позволяют существенно снизить давление на пласт, уменьшить проникновение в пласт фильтрата и твёрдой фазы раствора. В непродуктивных пластах при их вскрытии целесообразно снижать проницаемость пород, что устраняет отрицательное воздействие пластовых вод на буровой раствор и возможность образования толстой фильтрационной корки, способствует улучшению качества цементирования и снижению коррозии обсадных колонн.

Для достижения наилучших технико-экономических показателей бурения важен правильный выбор типа бурового раствора, т.е. его компонентного состава и целевого назначения.

Выбор типа бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов до настоящего времени не имеет формализованных правил и поэтому его проводят на основании практики бурения и опыта инженеров по буровым растворам. Такой подход не учитывает множество альтернатив, из которых необходимо выбрать одно решение, руководствуясь стоимостным и другими критериями.

Основа выбора допустимых типов буровых растворов – соответствие составов буровых растворов разбуриваемым породам на всём интервале бурения до спуска обсадной колонны. Решение этой задачи требует, прежде всего, разработки классификаций буровых растворов и горных пород.

Встречающиеся при бурении скважин горные породы, в зависимости от их подверженности воздействию буровых растворов, разделены на пять типов: глинистые, хемогенные, гранулярные породы-коллекторы, твёрдые (не склонные к обвалообразованию) и многолетнемёрзлые породы. Внутри каждой группы существует своя классификация пород, составляющих данную группу.

Дальнейшая задача выбора типов буровых растворов заключается в определении по некоторым критериям тех растворов, которые применимы при разбуривании той или иной группы пород.

Выбор типа бурового раствора для бурения скважин

Наличие соленосных пород в геологическом разрезе месторождений Беларуси обусловило условное подразделение на части: надсолевую, верхнесоленосную, межсолевую, нижнесоленосную и подсолевую. В зависимости от вскрываемого разреза необходимо использовать несколько типов бурового раствора. Выбор типа раствора является одним из основных элементов технологии проводки скважин. Он определяет номенклатуру реагентов и материалов для его создания и эксплуатации.

Надсоль бурят пресным сапропелевым раствором (при мощности до 800 м), пресным глинистым, обработанным Лигнополом (от 800 до 2000 м) и пресным сапропелевым, обработанным Лигнополом (более 2000 м).

Соленосные комплексы бурят тремя типами растворов:

- соленасыщенным глинистым, обработанным крахмальным реагентом «Фито-РК»;
- соленасыщенным сапропелевым, обработанным крахмальным реагентом «Фито-РК»;
- соленасыщенным глинистым, обработанным Лигнополом.

Межсолевые и подсолевые отложения, являющиеся продуктивными, бурят в основном пресным сапропелевым раствором (в случае перекрытия соленосных отложений колонной) и соленасыщенным, который использовался при бурении основного ствола, если соленосные отложения не перекрывались колонной.

Буровые растворы для вскрытия продуктивных отложений не требуют обработки химическими реагентами.

Нефтяные растворы

Нефтяные растворы относятся к классу растворов неэлектролитов и представляют собой смеси молекул неполярных и малополярных веществ с различной степенью отклонения их поведения от идеального. Обладают свойством вращения плоскости поляризации. Электромагнитные волны являются поперечными. Направление вектора напряжённости электрического поля в волне определяет её поляризацию. Если это направление остаётся постоянным, говорят, что волна линейно поляризована.

Нефтяные растворы за рубежом широко применяют для вскрытия пласта. В России широкого внедрения эти растворы не получили в связи с тем, что до сих пор невозможно наладить их промышленное производство. Раньше это тормозилось тем, что не было соответствующих установок для приготовления нефтяных растворов, поскольку первоначально предложенная технология оказалась трудно осуществляемой в крупных заводских масштабах.

Компонентами нефтяного раствора являются вещества с существенно нецентральными межмолекулярными взаимодействиями.

Компоненты нефтяных растворов имеют повышенную склонность к межмолекулярным взаимодействиям.

В нефтяных растворах и обратных эмульсиях лецитин как вспомогательный эмульгатор обеспечивает гидрофобизацию твёрдой фазы, в широком интервале температур, тем самым предотвращает её смачивание при обводнении и позволяет сохранить необходимый ГЛБ.

В нефтяных растворах предложено применять также лигносульфонаты, конденсированные с алифатическими аминами, цепи которых содержат 12–22 атома углерода. Образующиеся продукты водонерастворимы и эффективно снижают фильтрацию.

Методы, материалы и применяемое оборудование для приготовления бурового раствора

Материалы для приготовления буровых растворов на углеводородной основе (РУО)

Дисперсионная среда РУО:

- дизельное топливо;

- нефть;
- углеводородорастворимые ПАВ.

Дисперсная фаза РУО:

- высокоокисленный битум;
- гидроксид кальция (СаО);
- глина, в том числе органобентонит;
- барит (при необходимости утяжеления РУО);
- небольшое количество эмульгированной воды.

Первый отечественный РУО имел следующий состав:

- дизельное топливо – 80 %;
- высокоокисленный битум – 16 %;
- окисленный парафин – 3 %;
- каустическая сода (NaOH) – 1 %.

Несколько позже для структурирования РУО в него стали добавлять тонкоразмолотую негашёную известь СаО. Такие растворы получили название известково-битумных растворов (ИБР).

В настоящее время наиболее распространены ИБР-2 и ИБР-4.

Компонентный состав ИБР-2:

- дизельное топливо марки Л;
- битум высокоокисленный;
- известь негашёная;
- бентонит (ПББ, ПБВ);
- вода;
- сульфонол НП-3;
- СМАД-1;
- эмультал;
- барит.

Долевой состав ИБР-2 (ИБР-4) зависит от требуемой плотности раствора (от содержания в нём барита).

РУО по сравнению с буровыми растворами на водной основе имеют целый ряд преимуществ:

- обладают высокой стабильностью во времени (можно длительно хранить и многократно использовать);
- инертны в отношении глин и солей;
- обладают хорошими антикоррозионными и триботехническими свойствами ($f = 0,14-0,22$, тогда как у растворов на водной основе $f = 0,2-0,4$);
- могут утяжеляться любыми стандартными утяжелителями;
- обладают высокой термостойкостью (до 220–220 °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, сдерживающими широкое применение РУО, являются:

- высокая стоимость (200–625 \$/м³) и дефицитность основных компонентов;
- пожароопасность;
- трудность очистки от шлама;
- трудность проведения электрометрических работ;
- экологическая вредность.

Основная область применения РУО: вскрытие 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.

Инвертные эмульсионные растворы (ИЭР)

ИЭР представляют собой гидрофобно-эмульсионно-суспензионные системы.

Дисперсионная среда ИЭР:

- дизельное топливо марок «Л» или «З»;
- разгазированная нефть (с температурой вспышки > 70 °С).

Дисперсная фаза ИЭР:

- жидкая – минерализованная CaCl_2 (NaCl , MgCl_2) техническая или пластовая вода (содержание соли 180–240 кг/м³);
- твёрдая – молотая негашёная известь (гидроокись кальция CaO), глино порошок (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.

ИЭР по свойствам и условиям применения близки к РУО, 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 твёрдой 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).

Перечисленные виды ИЭР отличаются между собой номенклатурой используемых ПАВ и активных твёрдых веществ.

Рецептура ГЭР, кг/м³ (в качестве примера):

- дизтопливо – 400–420;
- украмин – 40;
- техническая вода – 420;
- CaCl_2 (MgCl_2) – 240;
- мел – 40.

Основным недостатком ИЭР (кроме общих недостатков с РУО) является их обратимость при повышенном содержании твёрдой фазы.

Оперативным показателем устойчивости ИЭР к фазовому обращению является величина глиноёмкости, определяемая по количеству бентонитового глино порошка (ПББ, ПБВ), которое может быть введено в ИЭР при перемешивании в течение 0,5 часа без снижения исходного значения электростабильности ($U = 150\text{--}600$ В).

Методы и применяемое оборудование для приготовления бурового раствора

В практике бурения скважин используются разнообразные технологические приёмы для приготовления буровых растворов.

Наиболее простая технологическая схема (рис. 1) включает ёмкость для перемешивания компонентов бурового раствора 1, оснащённую механическими и гидравлическими перемешивателями 9, гидроэжекторный смеситель 4, оснащённый загрузочной воронкой 5 и шиберным затвором 8, центробежный или поршневой насос 2 (обычно один из подпорных насосов) и манифольды.

С использованием этой схемы приготовление раствора осуществляется следующим образом. В ёмкость 1 заливают расчётное количество дисперсионной среды (обычно 20–30 м³) и с помощью насоса 2 по нагнетательной линии с задвижкой 3 подают её через гидроэжекторный смеситель 4 по замкнутому циклу. Мешок 6 с порош-

кообразным материалом транспортируется передвижным подъёмником или транспортером на площадку ёмкости, откуда при помощи двух рабочих его подают на площадку 7 и вручную перемещают к воронке 5. Ножи вспарывают мешок, и порошок высыпается в воронку, откуда с помощью гидровакуума подаётся в камеру гидроэжекторного смесителя, где и происходит его смешивание с дисперсионной средой. Суспензия сливается в ёмкость, где она тщательно перемешивается механическим или гидравлическим перемешивателем 9. Скорость подачи материала в камеру эжекторного смесителя регулируют шиберной заслонкой 8, а величину вакуума в камере – сменными твердосплавными насадками.

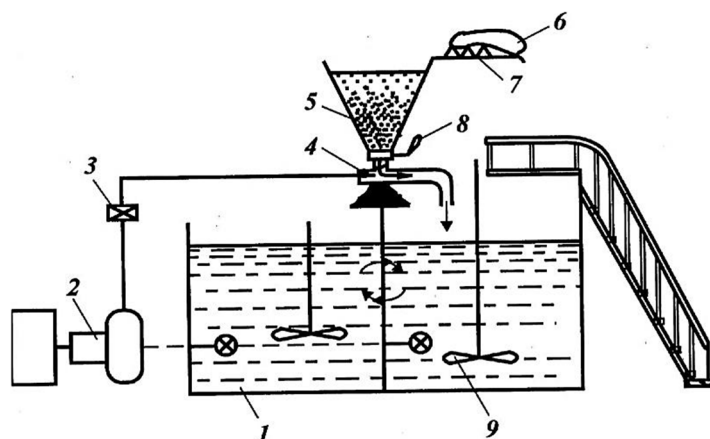


Рисунок 1 – Простейшая схема приготовления бурового раствора

Круговая циркуляция прекращается лишь тогда, когда смешано расчётное количество компонентов и основные технологические показатели свойств раствора близки к расчётным. Если раствор приготавливают впрок, то его готовят порционно, а порции откачивают в другие ёмкости циркуляционной системы либо в специальные запасные.

Утяжеление бурового раствора порошкообразным баритом и обработку порошкообразными химическими реагентами осуществляют аналогично после приготовления порции исходной коллоидной системы (например, водоглинистой).

Зарубежные фирмы обычно оборудуют гидроворонки аэрожелобом или вибратором для побуждения течения порошка и обеспечения более равномерной его подачи в зону смешения.

Основной недостаток описанной технологии – слабая механизация работ, неравномерная подача компонентов в зону смешения, слабый контроль за процессом. По описанной схеме максимальная скорость приготовления раствора не превышает 40 м³/ч.

В настоящее время в отечественной практике широко используют прогрессивную технологию приготовления буровых растворов из порошкообразных материалов. Технология основывается на применении серийно выпускаемого оборудования: блока приготовления раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора, ёмкости ЦС, механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса.

Блок БПР предназначен для приготовления и утяжеления бурового раствора, а также хранения на буровой запаса порошкообразных материалов. Выпускается несколько типов БПР, отличающихся вместимостью бункеров для хранения материалов.

Наиболее широко применяется БПР, выпускаемый Хадыженским машзаводом. Он представляет собой (рис. 2) два цельнометаллических бункера 1, которые оборудованы разгрузочными пневматическими устройствами 7, резиноканевыми гофрированными рукавами 3 и воздушными фильтрами 2. В комплект БПР входит выносной гидроэжекторный смеситель 4, который монтируется непосредственно на ёмкости ЦС и соединяется с бункером гофрированным рукавом.

Бункера предназначены для приёма, хранения и подачи порошкообразных материалов в камеру гидроэжекторного смесителя. Они представляют собой цилиндрические резервуары с коническими днищами и крышей, которые установлены на четы-

рёх приваренных к раме 5 стойках 6. Порошкообразный материал подаётся в них из автоцементовозов по трубе, закреплённой на внешней поверхности цилиндрической части бункера. К коническому днищу прикреплено разгрузочное устройство, включающее аэратор, поворотную шиберную заслонку и воздушный эжектор. На крышке бункера установлен воздушный фильтр.

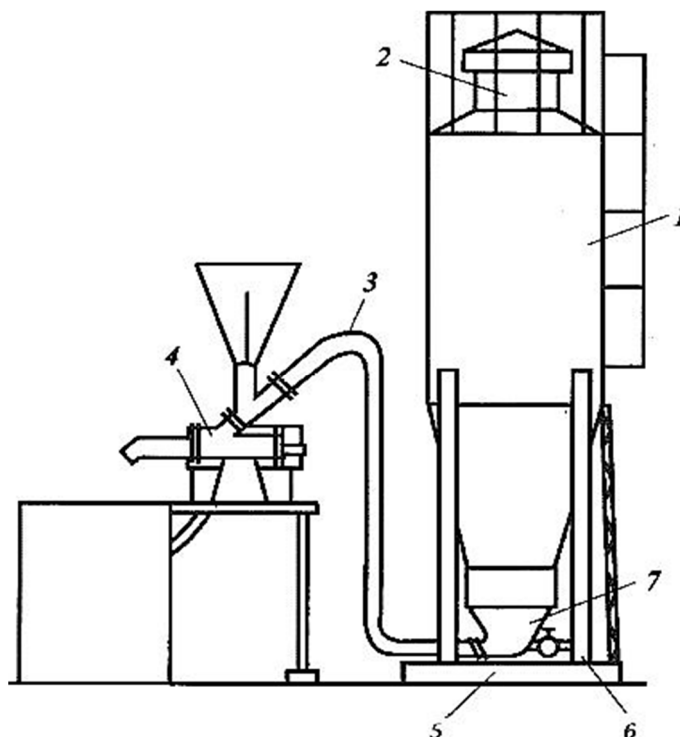


Рисунок 2 – Схема блока приготовления раствора

Выносной гидроэжекторный смеситель состоит из корпуса с тремя патрубками. К верхнему патрубку крепится приём для поступающего из бункера или через воронку порошкообразного материала. В левом патрубке установлены сменный твердосплавный штуцер и труба для подачи жидкости от насоса. К правому патрубку прикреплены диффузор и сливная труба. При прохождении подаваемой насосом жидкости через штуцер в камере гидроэжекторного смесителя создаётся вакуум. В результате этого порошкообразный материал из бункера поступает по резиноканевому гофрированному рукаву в камеру.

Принцип действия блока БПР состоит в следующем (рис. 3). Порошкообразный материал (глина, барит и др.), привезенный на скважину автоцементовозом, загружается в силосы 1 пневмотранспортом при помощи компрессора. Поступая в силос, материал отделяется от воздуха, а воздух выходит в атмосферу через фильтр 2. При необходимости подачи порошкообразного материала в гидроэжекторный смеситель вначале аэрируют материал в силосе, чтобы исключить его зависание при опорожнении силоса, затем открывают шиберную заслонку, в результате чего обеспечивается доступ материалов в гофрированный шланг.

Жидкость, прокачиваемая насосом через штуцер гидросмесителя, в камере последнего создаёт разрежение, а так как в силосе поддерживается атмосферное давление, то на концах гофрированного шланга возникает перепад давления, под действием которого порошкообразный материал перемещается в камеру гидросмесителя, где смешивается с прокачиваемой жидкостью. Воронка гидросмесителя служит для ввода материала в зону смешивания вручную. В обычном случае её патрубок закрыт пробкой.

Блок БПР-70 оборудован гидравлическим измерителем массы порошкообразного материала ГИВ-М.

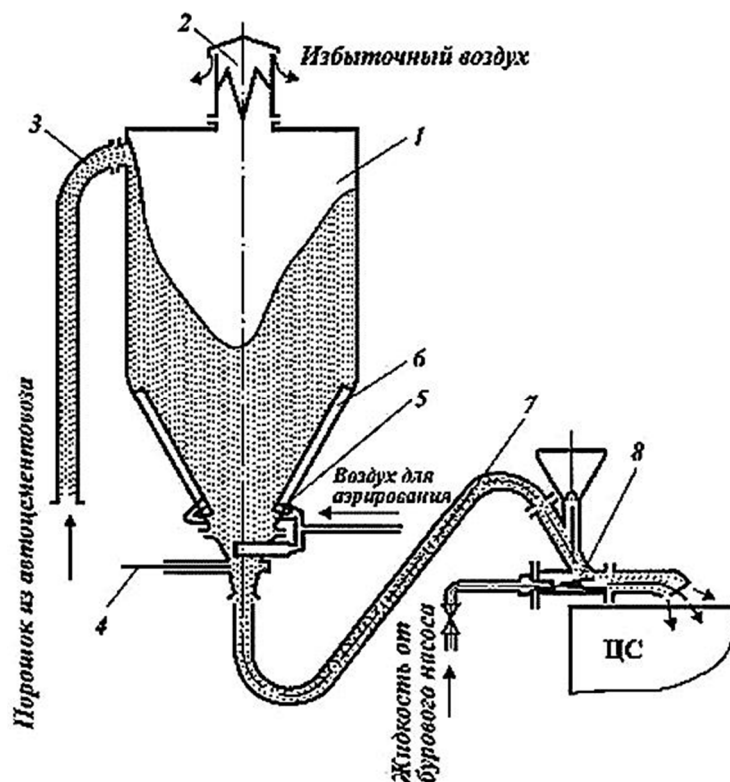


Рисунок 3 – Схема работы блока БПР:

1 – силос; 2 – фильтр; 3 – загрузочная труба; 4 – разгрузочное устройство; 5 – система аэрирования; 6 – аэродорожка; 7 – подводный шланг; 8 – гидросмеситель

Техническая характеристика БПР-70

Число силосов в одном блоке	2
Объем каждого силоса, м ³	35
Способ загрузки силосов	пневматический
Смесительное устройство	гидравлическое эжекторного типа
Производительность блока при подаче порошкообразных материалов в гидросмесители одновременно из двух силосов, кг/с	10
Габариты, мм	6200×3300×8000

В настоящее время в отечественной практике широко используют прогрессивную технологию приготовления и утяжеления буровых растворов из порошкообразных материалов. Технология основывается на применении серийно выпускаемого оборудования: блока приготовления раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора, емкости ЦС, механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса. Выпускается несколько типов БПР, различающихся вместимостью бункеров для хранения материалов.

Для транспортирования тампонажных материалов к буровым скважинам и для механизированного приготовления растворов применяют цементно-смесительные машины и агрегаты, которые принято называть установками смесительными (УС). До создания этих машин цемент затворяли с помощью гидромешалок, засыпая вручную из мешков.

Создание этих машин позволило механизировать и облегчить труд обслуживающего персонала, снизить потери сухого материала, повысить качество и стабильность свойств растворов, т.е. повысить качество цементирования скважин. Эти машины могут быть использованы также и для приготовления промывочных жидкостей и сухих смесей.

Цементно-смесительные машины, имеющие в качестве основных узлов бункер, погрузочно-разгрузочное устройство и устройство для приготовления растворов, мон-

тируют на автомобилях ил и прицепах. Существуют два типа смесительных машин: с механической и пневматической разгрузкой бункера. Распространение получили установки смесительные УС6-30, которые являются модернизацией цементно-смесительной машины с механической разгрузкой 2СМН-20.

Установка смесительная механическая УС6-30

Передвижная установка смесительная механическая УС6-30 предназначена для транспортирования сухих порошкообразных материалов (цемента, тампонажных смесей и др.), механически регулируемой подачи этих материалов винтовыми конвейерами и приготовления тампонажных растворов при цементировании нефтяных и газовых скважин. Она работает совместно с цементирующим агрегатом, от насоса которого к смесительному устройству подводится жидкость затворения. Установка предназначена для работы в районах с умеренным и холодным климатом.

Устройство и принцип работы установки. Оборудование установки монтируют на шасси автомобиля КрАЗ-250. Состоит оно из бункера, коробки отбора мощности, трансмиссии, загрузочного и дозирующего винтовых конвейеров, устройства смесительного, системы управления и вспомогательного оборудования (рис. 4).

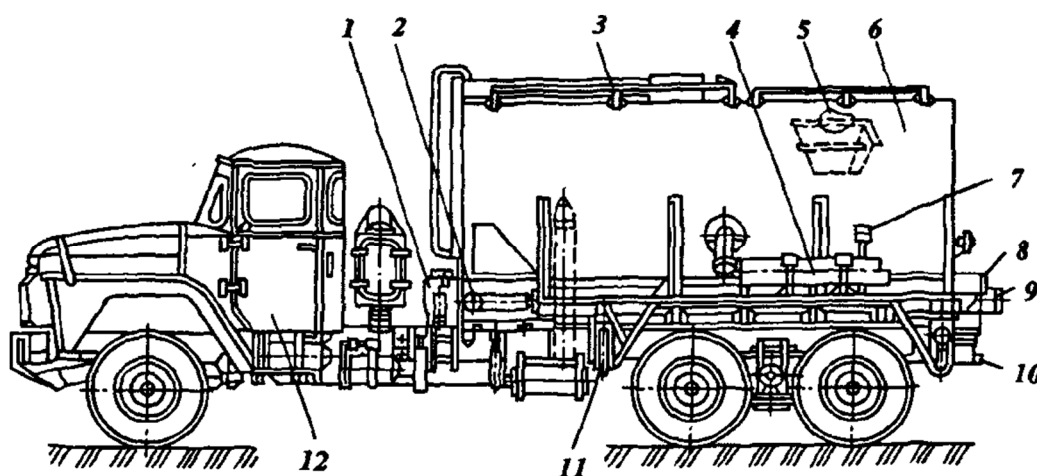


Рисунок 4 – Установка смесительная механическая УС6-30:

- 1 – коробка отбора мощности; 2 – карданные валы; 3 – привод загрузочного шнека; 4 – загрузочный шнек; 5 – загрузочная воронка; 6 – бункер; 7 – вибратор; 8 – приёмная камера; 9 – дозирующие шнеки; 10 – смесительное устройство; 11 – домкраты; 12 – автошасси

Устройство и принцип работы установки. Оборудование установки монтируют на шасси автомобиля КрАЗ-250. Состоит оно из бункера, коробки отбора мощности, трансмиссии, загрузочного и дозирующего винтовых конвейеров, устройства смесительного, системы управления и вспомогательного оборудования.

Бункер установки предназначен для аккумуляции транспортируемого тампонажного материала и представляет собой влагонепроницаемую ёмкость, боковые и передняя стенки которой имеют угол наклона, превышающий естественный угол откоса цемента.

В верхней части бункера предусмотрены два люка с крышками, днище выполнено в виде двух параллельных корыт, в которых размещаются дозирующие винтовые конвейеры. Пустота между передней стенкой бункера и наклонным листом, установленным внутри бункера, закрыта с боков откидными дверцами и используется как ящик для перевозки запасных деталей, инструмента и приспособлений.

Передняя стенка бункера утоплена в нижней части и служит базой для крепления передних опор дозирующих винтовых конвейеров.

На верхней площадке бункера имеются настил и откидные перила с фиксаторами. Для подъёма оператора на верхнюю площадку предусмотрена стационарная лестница на передней стенке бункера. Приёмная камера приварена к задней стенке бункера. Передняя стенка приёмной камеры имеет смотровое окно, закрытое прозрачной откидной крышкой, для визуального контроля поступления тампонажного материала к смесительному устройству, и служит базой для крепления задних опор дозирующих винтовых конвейеров.

В нижней части приёмной камеры расположена заслонка с зубчатыми рейками и приводной рукояткой для её выдвижения. В транспортном положении заслонка закрывает приёмную камеру.

Установка смесительная механическая 1СМР-20

Эта установка предназначена, как и все цементно-смесительные машины, для приготовления тампонажного раствора при цементировании скважин и для доставки к месту работ некоторого количества сухого тампонажного материала с догрузкой бункера на месте проведения работ. Оборудование установки смонтировано на санях для возможности её буксировки трактором по снегу. В исключительных случаях за небольшие расстояния её можно транспортировать на внешней подвеске вертолёта.

Установка может быть использована на морских нефтяных месторождениях, где может быть установлена на эстакаде или на палубе судна, обслуживающего морские месторождения.

На установке отсутствует водоподающий насос, поэтому она должна работать совместно с цементировочным агрегатом (насосной установкой).

Устройство и принцип работы. Установка смесительная механическая 1СМР-20 (рис. 5) состоит из смесительного устройства 7 со сменными насадками, бункера 6, оборудованного основными 4 и загрузочными 5 шнеками, редуктора 3, а также из силовой установки 2. Силовая установка расположена на монтажной раме 1 и состоит из двигателя КамАЗ с фрикционной муфтой, коробки перемены передач, систем питания, охлаждения и смазки, электрооборудования, управления КИП.

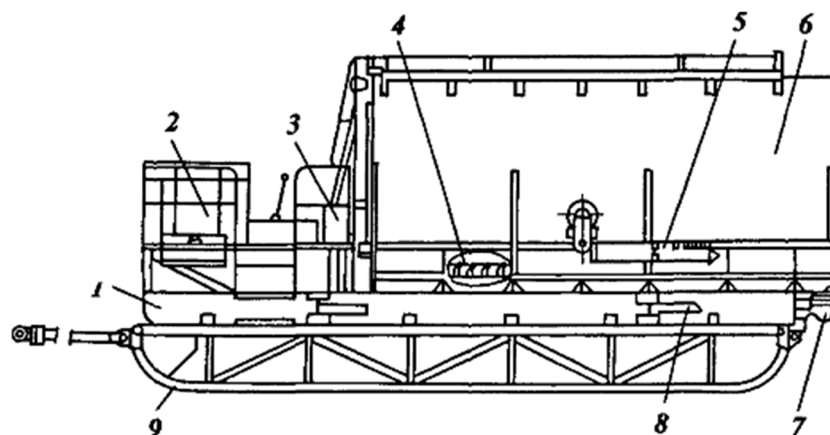


Рисунок 5 – Установка смесительная механическая 1СМР-20

Рама установки цельносварная с четырьмя откидными кронштейнами 8, по два с каждой стороны, для подвески к вертолету при транспортировании по воздуху. Для транспортирования тягачом рама устанавливается на сани 9, состоящие из двух полозьев, жёстко связанных между собой поперечинами.

Привод всех механизмов установки осуществляется от двигателя ГАЗ-52 через редуктор. Вращение основным шнекам передается от редуктора, а к загрузочному шнеку – через редуктор и систему зубчатых и цепных передач. Управление редуктора осуществляется рычагами, находящимися на редукторе. В корытах днища бункера размещены два шнека, которые производят подачу цемента из емкости в приемную воронку и дальше на смесительное устройство. Смесительное устройство крепят на фланцах к нижней части приемной камеры. Работает оно по принципу струйного насоса, благодаря чему из приемной камеры цемент подсасывается водой и, проходя через смесительное устройство и выкидную трубу, перемешивается за счёт турбулентного движения.

Установка смесительная пневматическая УС5-30

Установка смесительная УС5-30 оснащена пневматической системой. Цифра 5 в шифре – тип установки, а 30 – производительность приготовления тампонажного раствора (в $\text{дм}^3/\text{с}$).

К преимуществам данной установки следует отнести возможность выполнения следующих технологических операций:

- приготовление тампонажного раствора при работе в составе комплекса оборудования, предназначенного для цементирования скважин;
- пневматическая перегрузка тампонажных материалов, минуя сепаратор в другие смесительные установки пневматического или механического типов, а также в склады с помощью собственного или постороннего компрессора;
- вакуумная самозагрузка из складов напольного типа и крытых вагонов;
- гравитационная и пневматическая загрузка собственных бункеров из складов силосного типа;
- загрузка собственных бункеров из автоцементовозов.

К недостаткам установки следует отнести сравнительно небольшое количество перевозимого тампонажного материала в двух имеющихся бункерах (11 тонн).

Устройство и принцип работы установки УС5-30. Оборудование установки (рис. 6) монтируется на шасси автомобиля КрАЗ-250 и состоит из двух бункеров, коробки отбора мощности с карданным валом, компрессора, пневмосистемы, фильтрующей системы вакуумной загрузки и обеспыливания, смесительного устройства, системы разгрузки и системы управления с устройством для взвешивания гидравлического типа, системы выхлопа и обогрева бачка компрессора.

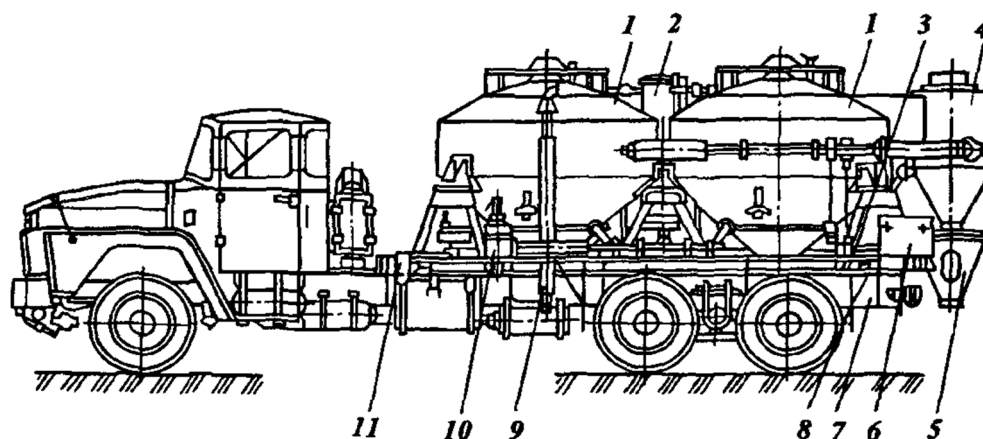


Рисунок 6 – Установка смесительная УС5-30:

- 1 – бункеры; 2 – фильтрующая система; 3 – вспомогательное оборудование; 4 – циклон;
5 – смесительное устройство; 6 – система управления; 7 – шасси КрАЗ-250; 8 – брызговики;
9 – система выхлопа и обогрева бачка компрессора; 10 – пневмосистема; 11 – привод компрессора

Бункеры установки предназначены для аккумуляции транспортируемого тампонажного материала и представляют собой две вертикальные влагонепроницаемые ёмкости цилиндрической формы.

Осреднительная установка

Установка предназначена для обработки тампонажных растворов в процессе их приготовления при цементировании нефтяных и газовых скважин. Основное назначение установки – понижение колебаний плотности тампонажного раствора при его непрерывном приготовлении или накоплении отдельных порций с последующей откачкой. Кроме того, установку применяют для приготовления буферных и других рабочих жидкостей, содержащих труднорастворимые вещества.

Установка работает только в комплексе с насосными и смесительными установками, предназначенными для цементирования нефтяных и газовых скважин.

Устройство и принцип работы осреднительной установки. Осреднительная установка (рис. 7) представляет собой резервуар 5 с перемешивающим устройством 6 внутри, смонтированным на шасси трехосного автомобиля 1. В нижней части задней стенки резервуара расположена горловина 7 с установленным в ней фильтром. К горловине прикреплен коллектор 10, выполненный из трубы диаметром 168 мм и снаб-

жённый запорным устройством 9 и патрубком 8 для подсоединения цементировочных агрегатов посредством приёмных рукавов с целью откачки обработанного раствора из резервуара. Перемешивающее устройство 6 состоит из двух ленточных мешалок, лопасти которых направлены по спирали в разные стороны. При вращении мешалок образуются два встречных потока, способствующие лучшему перемешиванию раствора. Форма днища резервуара, размеры и конструкции мешалок выполнены с учётом уменьшения до минимума застойных зон.

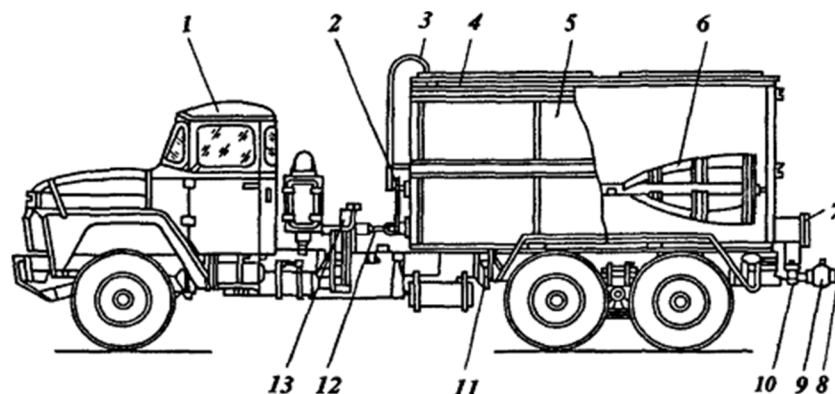


Рисунок 7 – Осреднительная установка

Привод перемешивающего устройства обеспечивается ходовым двигателем шасси автомобиля через коробку отбора мощности 13, карданную передачу 12 и цепную трансмиссию 2. Валы перемешивающего устройства расположены на концевых и промежуточных опорах. Концевые опоры представляют собой подшипники скольжения из текстолита, заключённые в металлические корпуса. Промежуточные опоры выполнены в виде роликов с осями. Находясь погруженными в растворе при низкой частоте вращения валов, подшипники обеспечивают достаточно надёжную работу перемешивающего устройства в течение 80–120 часов.

Смена подшипников предусмотрена при техническом обслуживании установки. Уплотнение наконечников валов в передней торцевой стенке резервуара обеспечивается с помощью сальникового устройства. Соединение этих наконечников с основной частью валов мешалок осуществляется устройством со свободным сцеплением. Такое соединение исключает передачу биения вала наконечнику, что способствует сохранению сальниковых уплотнений и предотвращению пропусков жидкости во время работы мешалок. В центре резервуара установлена мерная линейка с ценой делений 0,5 м³, предназначенная для контроля за объёмом раствора, поступающего или откачиваемого из резервуара. Резервуар установки открытого типа (без крыши). Это создаёт удобство при монтаже мешалок, их ремонте и обслуживании установки в целом.

Над резервуаром расположены мостики с поручнями 4 и лестница 3. На раме закреплены четыре домкрата 11, которые устанавливаются в рабочее положение перед заполнением резервуара для обеспечения устойчивости установки в процессе работы. Резервуар оборудован наливными стояками, приспособленными для подачи раствора непосредственно от цементно-смесительной машины или цементировочного агрегата.

Порядок работы на осреднительной установке. Установку располагают на площадке у буровой вблизи мостков, обвязывают с цементировочными агрегатами (насосными установками).

Располагая установку на площадке, необходимо обеспечить небольшой уклон (1:50)–(1:70) вдоль оси в направлении к коллектору. Установить домкраты.

Приготовление буферных составов и жидкостей затворения. Для приготовления жидкости затворения или буферных составов необходимо сделать следующее.

Набрать в резервуар расчётный объём воды, нагнетательную линию цементировочного агрегата подсоединить к одному из наливных стояков установки, открыть соответствующую заслонку (кран) на отводе коллектора, включить насос и создать циркуляцию по системе установка → агрегат → установка. Включить мешалки и poste-

пенно загружать химические реагенты в резервуар. Включение мешалок производить перемещением рукоятки от себя. Перемешивание и циркуляцию продолжать до полного растворения химических реагентов в жидкости.

Приготовленную жидкость откачать в специально приготовленную ёмкость или в мерные баки цементируемых агрегатов.

Обработка раствора с целью понижения колебания его плотности. Обработку тампонажного раствора установкой производят в следующем порядке. Через стояки из цементно-смесительных машин непосредственно или с помощью цементируемых агрегатов подать в резервуар установки исходный тампонажный раствор. Включить мешалки, обеспечив частоту вращения 20–30 об/мин. После подъёма уровня раствора в резервуаре выше опор валов частоту вращения мешалок довести до 45–50 об/мин.

Накопив раствор в резервуаре объёмом 6–7 м³, начать откачивание его в скважину, не прекращая работы мешалок.

Приготовление тампонажного раствора порциями. Если расчётный объём тампонажного раствора не превышает вместимости резервуара установки, то откачивание его следует начать после накопления и тщательной обработки всего объёма. Время перемешивания при этом должно составлять примерно 1 минуту на 1 м³, т.е. при полной загрузке – 12–15 минут. В процессе перемешивания следует постоянно, через каждые 1,5–2 минуты, замерять плотность раствора. При цементировании ответственных зон в скважинах время перемешивания определяют по результатам контрольных замеров плотности.

При необходимости доутяжеления раствора, приготовляемого отдельными порциями, операцию производить в следующем порядке.

Заменить штуцер смесительного устройства цементно-смесительной машины на другой, имеющий диаметр 20 мм.

Подключить к смесительному устройству нагнетательную линию цементируемого насоса и подать раствор из резервуара под давлением 2,0–2,5 МПа, обеспечив циркуляцию по системе резервуар → цементируемый насос → смесительное устройство → резервуар.

Подать дозирующими шнеками цементно-смесительной машины утяжеляющий материал в смесительное устройство.

При осуществлении операции по утяжелению тампонажного раствора мешалки должны работать непрерывно до конца его откачивания из резервуара. Операцию продолжать до получения заданной плотности, после чего остановить работу цементно-смесительной машины и переключить цементируемый насос на откачивание раствора в скважину.

После окончания работы установка должна быть вымыта. Особое внимание необходимо уделить при этом внутренней полости резервуара.

Приготовление буровых растворов

Вид, состав и свойства буровых растворов выбирают в зависимости от геологических условий бурения. Если эти условия при бурении всей скважины или части её интервала не позволяют использовать для промывки воду или осуществлять продувку газообразными агентами, то приходится специально готовить соответствующий данным условиям буровой раствор. Существуют два метода приготовления буровых растворов:

1) приготовление растворов в скважине (наработка) в процессе механического бурения;

2) приготовление раствора с помощью механизмов: непосредственно на буровой и централизованно на глинозаводах.

Приготовление буровых растворов первым методом наиболее дешёво и просто, но возможно лишь там, где разрез сложен породами подходящего состава и достаточной мощности. Например, в ряде районов запада Татарстана верхняя неустойчивая часть разреза разбуривается с применением или свежеприготовленного раствора, или доставленного с ранее пробуренных скважин глинистого раствора. Затем этот интервал ствола закрепляют обсадными трубами с заливкой кольцевого пространства цементным раствором, и дальнейшее бурение ведут с промывкой водой.

При разбурировании глин образуется водно-глинистая суспензия, которую в дальнейшем обрабатывают химическими реагентами и приводят показатели технологических свойств раствора к требуемому уровню. Причём важно добиться минимального содержания глинистой фазы в буровом растворе.

Аналогично получают карбонатные или карбонатно-глинистые растворы в Пермском крае. При разбурировании с промывкой водой мощных толщ карбонатных пород получаемую водно-карбонатную суспензию обрабатывают каустической или кальцинированной содой, или УЩР. Для стабилизации естественных карбонатных растворов хорошие результаты даёт введение небольших добавок высококоллоидальных глин. С целью улучшения диспергирования шлама выходящую из скважины суспензию целесообразно пропускать через специальные механизмы (фрезерно-струйные мельницы).

Чаще приходится готовить растворы вторым методом, т.е. с помощью специальных механизмов. Для приготовления глинистых растворов используют в основном глинопорошки и реже комовые глины из местных карьеров. При приготовлении буровых растворов требуется обеспечить с помощью специальных устройств хорошее диспергирование твёрдой фазы и перемешивание её с жидкостью. В качестве таких устройств для приготовления растворов из комовых и порошкообразных материалов используются мешалки механического и гидромониторного типов. Из порошкообразных материалов раствор готовят также с помощью мешалок эжекторного типа.

Особенность приготовления растворов на углеводородной основе заключается в необходимости подогрева системы для получения коллоидного раствора битума. Например, при приготовлении ИБР зимой в глиномешалку заливают требуемое количество дизельного топлива и при перемешивании вводят молотый окисленный битум с негашёной известью. Смесь подогревают открытым паром до 30–50 °С и добавляют расчётное количество воды для гашения извести. При гашении извести температура смеси поднимается до 100–120 °С. В летнее время готовят раствор аналогично, однако подогрев паром не обязателен.

Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 452 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
8. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4-х томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
10. Савенок Н.Б., Савенок О.В. Регулирование плотности бурового раствора: методические указания для практических работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2000. – 8 с.
11. Савенок Н.Б., Савенок О.В. Расчёты при приготовлении буровых растворов : методические указания для практических работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2001. – 13 с.
12. Савенок Н.Б., Савенок О.В. Расчёт компонентного состава бурового раствора : методические указания для практических работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2001. – 8 с.

13. Савенок Н.Б., Савенок О.В. Расчёты при утяжелении буровых растворов : методические указания для практических работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2001. – 25 с.
14. Савенок Н.Б., Савенок О.В. Расчёты при обработке бурового раствора : методические указания для практических работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2001. – 25 с.
15. Савенок О.В., Шостак А.В., Пустовой П.А. Буровые промывочные и тампонажные растворы : методические указания по выполнению лабораторных работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – 24 с.
16. Савенок О.В. [и др.]. Расчёты при приготовлении и регулировании свойств буровых растворов : методические указания по выполнению контрольных работ по дисциплине «Буровые промывочные и тампонажные растворы». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 24 с.
17. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
18. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
19. Обоснования выбора бурового раствора для промывки скважин в процессе. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a2ad79b5d43a88421316d37_0.html
20. Батыров М.И., Руденко С.И., Савенок О.В. Построение регрессионной модели для определения факторов, влияющих на свойства и технологические параметры бурового раствора // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 297–315.
21. Диоманде Бле Хьюге, Савенок О.В. Анализ применения гель-раствора для бурения неустойчивых горных пород при строительстве эксплуатационной скважины на Приобском месторождении // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 71–76.
22. Загвоздин И.В., Каменских С.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
23. Макарова Я.А., Егорова А.С. Универсальный раствор на углеводородной основе для бурения горизонтальных скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 162–165.
24. Макарова Я.А., Егорова А.С. Новая система бурового раствора для качественного заканчивания скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 166–169.
25. Мариампольский Н.А., Савенок Н.Б., Савенок О.В. Результаты использования электрообработанных буровых растворов // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 1997. – Вып. 4. – С. 213–221.
26. Мартель А.С., Моренов В.А., Леушева Е.Л. Исследование составов буровых растворов для бурения глинистых пород и предупреждения сальникообразования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 170–176.
27. Мойса Н.Ю. [и др.]. Некоторые рецептуры и технология приготовления буровых растворов, применяемых при бурении вторых стволов на Самотлорском месторождении // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2000. – Вып. 9. – С. 299–301.
28. Мойса Ю.Н., Снегирев С.Н., Зозуля В.В. Сравнение буровых растворов на различных глинопорозах для бурения методом ННБ // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 181–186.
29. Олешкевич Д.В., Кокарев М.О. Буровой раствор для борьбы с дифференциальными прихватами // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 202–205.
30. Поварова Л.В., Мунтян В.С., Скиба А.С. Перспективы использования буровых растворов на основе биополимерных систем // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 289–292.
31. Савенок О.В., Прокошин А.Г. Влияние электрообработки технической воды на снижение расхода каустической соды при приготовлении и обработке буровых растворов // Тезисы докладов третьей Всероссийской конференции молодых учёных, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности». – М., 1999. – С. 87.
32. Савенок О.В. [и др.]. Электроактивация технической воды, используемой для приготовления буровых растворов // Труды КубГТУ. Серия: Нефтегазопромысловое дело. – Краснодар : КубГТУ, 1999. – Т. 3. – Вып. 1. – С. 287–291.
33. Савенок О.В. О возможности использования реагентов-понижителей вязкости буровых растворов и пластификаторов тампонажных растворов для приготовления вязкоупругих составов / Тезисы докладов трудов Четвёртого Международного симпозиума имени акад. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск : Издательство НТЛ, 2000. – С. 416.
34. Савенок О.В. Классификация тампонирующих составов для ликвидации поглощений бурового раствора / Сборник докладов третьей Международной конференции «Освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей». – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2002. – С. 372–378.

35. Савенок О.В., Тепе Джонатан Бегре. Проектирование рецептур буровых растворов по интервалам бурения для Приобского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 258–265.
36. Savenok O.V., Petrusenko P.P. New technology of liquidation mud lost circulation // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2004. – Вып. 20. – С. 333–336.
37. Булатов А.И., Савенок О.В. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2014620659. Заявка № 2014620266. Дата поступления 12 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 08 мая 2014 г.

References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of Oil and Gas Wells: Theory and Practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
2. Bulatov A.I., and Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a training manual for university students. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 452 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline of «Finishing Oil and Gas Wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
8. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of Oil and Gas Sverdlovins. Science and practice: monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : «First Printing House» LLC, 2019. – Vol. 1–4.
10. Savenok N.B., Savenok O.V. Regulation of drilling mud density: methodological guidelines for practical work in the discipline «Drilling flushing and plugging solutions». – Krasnodar : KubGTU Publishing House, 2000. – 8 p.
11. Savenok N.B., Savenok O.V. Calculations at preparation of drilling mud: methodical instructions for practical works on discipline «Drilling washing-and plugging muds». – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2001. – 13 p.
12. Savenok N.B., Savenok O.V. Calculation of Component Composition of Drilling Mud : Methodical Instructions for Practical Work in the Discipline «Drilling Wash and Slugging Mud». – Krasnodar : KubGTU Publishing House, 2001. – 8 p.
13. Savenok N.B., Savenok O.V. Calculations for drilling mud weighting : methodical instructions for practical work in the discipline «Drilling washing-and plugging muds». – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2001. – 25 p.
14. Savenok N.B., Savenok O.V. Calculations for drilling mud processing : methodological guidelines for practical work in the discipline «Drilling washout and plugging muds». – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2001. – 25 p.
15. Savenok O.V., Shostak A.V., Pustovoy P.A. Drilling flushing and plugging solutions: methodological instructions for laboratory works in the discipline «Drilling flushing and plugging solutions». – Krasnodar : South Publishing House, 2011. – 24 p.
16. Savenok O.V. [et al.]. Calculations during preparation and regulation of drilling mud properties : methodical guidelines for control work in the discipline «Drilling flushing and plugging solutions». – Krasnodar : Publishing House – South, 2012. – 24 p.
17. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in sqa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
18. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Drilling Flushing Fluids : a textbook. – Novocherkassk : Lyk, 2014. – 374 p.
19. Justifications for Selecting Drilling Mud for Well Flushing in the Process. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a2ad79b5d43a88421316d37_0.html
20. Batyrov M.I., Rudenko S.I., Savenok O.V. Construction of a regression model for determination of the factors influencing properties and technological parameters of a drilling mud // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2019. – № 1. – P. 297–315.
21. Diomande Blé Huguet, Savenok O.V. Analysis of gel-solution application for drilling unstable rocks during construction of production well at Priobskoye field // Bulatovskie readings. – 2020. – Т. 3: Drilling of oil and gas wells. – P. 71–76.

22. Zagvozdin I.V., Kamenskikh S.V. Investigation of the drilling mud parameters influence on the probability of the differential tacking // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 97–103.
23. Makarova Ya.A., Egorova A.S. Hydrocarbon-based universal solution for drilling horizontal wells // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 162–165.
24. Makarova Ya.A., Egorova A.S. New system of drilling mud for high-quality completion of wells // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 166–169.
25. Mariampolsky N.A., Savenok N.B., Savenok O.V. Results of use of the electrotreated drilling mud // *Collection of scientific works «Hypotheses, search, forecasts»*. – Krasnodar : SKO IA RF, 1997. – Issue 4. – P. 213–221.
26. Martel A.S., Morenov V.A., Leusheva E.L. Study of compositions of drilling muds for drilling clayey rocks and prevention of salinosis // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 170–176.
27. Moisa N.Yu. [et al.]. Some recipes and technology for preparing drilling muds used for second hole drilling in the Samotlor field // *Collection of scientific papers «Hypotheses, Search, Prognoses»*. – Krasnodar : SKO IA RF, 2000. – Issue 9. – P. 299–301.
28. Moisa Yu.N., Snegirev S.N., Zozulya V.V.. Comparison of Drilling Muds on Various Clay Powders for HDD Drilling // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 181–186.
29. Oleshkevich D.V., Kokarev M.O. Drilling mud for struggle against the differential prihtavs // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 3. – P. 202–205.
30. Povarova L.V., Munt'yan V.S., Skiba A.S. Prospects of using the drilling mud based on the biopolymer systems // *Bulatovskie readings*. – 2020. – Vol. 3. – P. 289–292.
31. Savenok O.V., Prokoshin A.G. Influence of the electric treatment of the technical water on the reduction of the caustic soda consumption during the preparation and treatment of the drilling agents // *Theses of the reports of the Third All-Russian Conference of Young Scientists, Specialists and Students on the problems of the Russian gas industry «New technologies in the gas industry»*. – M., 1999. – P. 87.
32. Savenok O.V. [et al.]. Electroactivation of technical water used for preparation of drilling muds // *Proceedings of KubGTU. Series: Oil and gas field business*. – Krasnodar : KubGTU, 1999. – Vol. 3. – Edition. 1. – P. 287–291.
33. Savenok O.V. About the possibility of using lowering agents of drilling mud viscosity and plugging mud plasticizers for preparation of viscoelastic compositions / *Abstracts of the Proceedings of the Fourth International Acad. M.A. Usov «Problems of Geology and Subsoil Development»*. – Tomsk : NTL Publishing House, 2000. – p. 416.
34. Savenok O.V. Classification of tamponing compositions for liquidation of brown solution absorption / *Collection of reports of the Third International Conference «Development and pre-beam of hard-to-recover and high-viscosity oils»*. – Krasnodar : Sovetskaya Kuban Publishing House, 2002. – P. 372–378.
35. Savenok O.V., Tepe Jonathan Begre. Designing of drilling mud recipes by in-terms for Priobskoye field // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 3. – P. 258–265.
36. Savenok O.V., Petrusenko P.P. New technology of mud lost circulation / *Collection of scientific papers «Hypothesis, search, forecasts»*. – Krasnodar : SKO IA RF, 2004. – Issue 20. – P. 333–336.
37. Bulatov A.I., Savenok O.V. Drilling and plugging solutions for construction of oil and gas wells. Certificate of State Registration of Database № 2014620659. Application № 2014620266. Date of receipt is March 12, 2014. Date of state registration in the Register of Databases 08 May 2014.